Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт – Энергетический
Направление подготовки – 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
Кафедра – Электрических сетей и электротехники

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ режимов части Томской энергосистемы с учётом мероприятий по снижению потерь мощности и электроэнергии

УДК 621.311.004.017(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А2Г	Федорович Сергей Николаевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры электрических сетей и электротехники	Фикс Н.П.	к.пед.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры менеджмента	Грахова Е.А.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности	Амелькович Ю.А.	к. т. н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Электрических сетей и электротехники	Прохоров А.В.	к. т. н.		

Томск – 2016 г.

Результаты обучения
профессиональные и общекультурные компетенции
по основной образовательной программе подготовки бакалавров
13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»,
профиль «Электроэнергетические системы и сети»

Код результата	Результат обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
	Профессиональные	
Р 1	Применять соответствующие гуманитарные, социально-экономические, математические, естественно-научные и инженерные знания, компьютерные технологии для решения задач расчета и анализа электроэнергетических систем и электрических сетей.	Требования ФГОС (ОК-1, ОК-2, ОК-3,ОК-4, ОПК-2, ОПК-3), *CDIO Syllabus* (1.1), Критерий 5 АИОР (п. 1.1), согласованный с требованиями международных стандартов *EUR-ACE* и *FEANI*
Р 2	Уметь формулировать задачи в области электроэнергетических систем и сетей, анализировать и решать их с использованием всех требуемых и доступных ресурсов.	Требования ФГОС (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3), *CDIO Syllabus* (2.1), Критерий 5 АИОР (п. 1.2), согласованный с требованиями международных стандартов *EUR-ACE* и *FEANI*
Р 3	Уметь проектировать электроэнергетические системы и электрические сети.	Требования ФГОС (ОК-3, ПК-3, ПК-4, ПК-9), *CDIO Syllabus* (4.4), Критерий 5 АИОР (п. 1.3), согласованный с требованиями международных стандартов *EUR-ACE* и *FEANI*
Р 4	Уметь планировать и проводить необходимые экспериментальные исследования, связанные с определением параметров, характеристик и состояния электрооборудования, объектов электрических сетей энергосистем, а также энергосистемы в целом, интерпретировать данные и делать выводы.	Требования ФГОС (ОПК-2, ОПК-3, ПК-1, ПК-2, ПК-5, ПК-12, ПК-14, ПК-15), *CDIO Syllabus* (2.2), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов *EUR-ACE* и *FEANI*
Р 5	Применять современные методы и инструменты практической инженерной деятельности при решении задач в области электроэнергетических систем и электрических сетей.	Требования ФГОС (ОПК-2, ПК-11, ПК-13, ПК-18), *CDIO Syllabus* (4.5), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов *EUR-ACE* и *FEANI*
Р 6	Иметь практические знания принципов и технологий электроэнергетической отрасли, связанных с особенностью проблем, объектов и видов профессиональной деятельности профиля подготовки на предприятиях и в организациях – потенциальных работодателях.	Требования ФГОС (ПК-4, ПК-5, ПК-6, ПК-7, ПК-8 ПК-9, ПК-16, ПК-17), *CDIO Syllabus* (4.6), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов *EUR-ACE* и *FEANI*
	Универсальные	
Р 7	Использовать знания в области менеджмента для управления комплексной инженерной деятельностью в области электроэнергетических систем.	Требования ФГОС (ПК-20, ПК-19, ПК-21), *CDIO Syllabus* (4.3, 4.7, 4.8), Критерий 5 АИОР (п. 2.1), согласованный с требованиями международных стандартов *EUR-ACE* и *FEANI*
Р 8	Использовать навыки устной, письменной речи, в том числе на иностранном языке, компьютерные технологии для коммуникации, презентации, составления отчетов и обмена технической информацией в области электрических сетей энергосистем.	Требования ФГОС (ОК-5, ОПК-1, ПК-2), *CDIO Syllabus* (3.2, 4.7), Критерий 5 АИОР (п. 2.2), согласованный с требованиями международных стандартов *EUR-ACE* и *FEANI*

Код результата	Результат обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
Р 9	Эффективно работать индивидуально и в качестве члена или лидера команды, в том числе междисциплинарной, в области электроэнергетических систем и сетей.	Требования ФГОС (ОК-6), *CDIO Syllabus* (3.1), Критерий 5 АИОР (п. 2.3), согласованный с требованиями международных стандартов *EUR-ACE* и *FEANI*
Р 10	Проявлять личную ответственность и приверженность нормам профессиональной этики и нормам ведения комплексной инженерной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-1, ОК-2, ОК-5, ОК-6), *CDIO Syllabus* (2.5), Критерий 5 АИОР (п. 2.4), согласованный с требованиями международных стандартов *EUR-ACE* и *FEANI*
Р 11	Осуществлять комплексную инженерную деятельность в области электроэнергетических систем и сетей с учетом правовых и культурных аспектов, вопросов охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности.	Требования ФГОС (ОК-4, ОК-8, ОК-9, ПК-3, ПК-4, ПК-10), *CDIO Syllabus* (4.1), Критерий 5 АИОР (п. 2.5), согласованный с требованиями международных стандартов *EUR-ACE* и *FEANI*
Р 12	Быть заинтересованным в непрерывном обучении и совершенствовании своих знаний и качеств в области электроэнергетических систем и сетей.	Требования ФГОС (ОК-7, ОК-8), *CDIO Syllabus* (2.6), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов *EUR-ACE* и *FEANI*

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Энергетический
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
Кафедра Электрические сети и электротехника

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой ЭСиЭ

_____ _____ Прохоров А.В.
(Подпись) (Дата)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
5А2Г	Федоровичу Сергею Николаевичу

Тема работы:

Анализ режимов части Томской энергосистемы с учётом мероприятий по снижению потерь мощности и электроэнергии	
Утверждена приказом	№ 219/с от 20.01.2016

Срок сдачи студентом выполненной работы:	09.06.2016

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе *(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).*	Схема электрических сетей Томской энергосистемы; значения мощностей нагрузок; схемные параметры.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов *(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в*	Поиск источников по теме исследования (базы данных, например, Elsevier – ScienceDirect, SCOPUS, eLIBRARY.RU, сайты научных, образовательных и промышленных центров); перевод статей на русский язык; составление плана иссле-

рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).	дования; аналитический обзор источников по теме исследования; выбор части схемы для моделирования режимов; описание объекта; цели и постановка задач исследования; построение модели части Томской энергосистемы в программном комплексе; расчёт нормальных и послеаварийных режимов с вводом их в допустимую область по напряжению; анализ результатов расчёта режимов; выбор мероприятий по снижению потерь мощности и электроэнергии; расчёт и анализ режимов с учётом принятых мероприятий по снижению потерь мощности и электроэнергии; анализ результатов и перспектив выполненного исследования, заключение.
Перечень графического материала *(с точным указанием обязательных чертежей)*	Схема электрических сетей части Томской энергосистемы.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Ассистент кафедры менеджмента Грахова Е.А.
Социальная ответственность	Доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности Амелькович Ю.А.

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: нет

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	09.02.2016

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры электрических сетей и электротехники	Фикс Н. П.	к. пед. н.		09.02.2016

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А2Г	Федорович Сергей Николаевич		09.02.2016

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Энергетический
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
Уровень образования – Бакалавриат
Кафедра Электрические сети и электротехника
Период выполнения – Весенний семестр 2015/2016 учебного года

Форма представления работы:

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	09.06.2016

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела
17.02.2016	*Поиск источников по теме исследования; перевод статей на русский язык; составление плана исследования; аналитический обзор источников по теме исследования; выбор части схемы для моделирования режимов*	15
24.02.2016	*Описание объекта; цели и постановка задач исследования; построение модели части Томской энергосистемы в программном комплексе*	10
30.03.2016	*Расчёт нормальных и послеаварийных режимов с вводом их в допустимую область по напряжению; анализ результатов расчёта режимов*	30
13.04.2016	*Выбор мероприятий по снижению потерь мощности и электроэнергии; расчёт и анализ режимов с учётом принятых мероприятий по снижению потерь мощности и электроэнергии*	30
20.04.2016	*Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение*	5
27.04.2016	*Социальная ответственность*	5
04.05.2016	*Анализ результатов и перспектив выполненного исследования, заключение*	5

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры электрических сетей и электротехники	Фикс Н.П.	к. пед. н.		09.02.2016

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Электрических сетей и электротехники	Прохоров А.В.	к. т. н.		09.02.2016

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
5А2Г	Федоровичу Сергею Николаевичу

Институт	Энергетический	**Кафедра**	Электрических сетей и электротехники
Уровень образования	Бакалавриат	**Направление/специальность**	13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. *Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих.*	*Проведение исследования осуществляется на базе производственного помещения ОАО СО ЕЭС.* *в исследовании задействованы 2 человека: руководитель и инженер службы режимов.* *Примерная стоимость научного исследования 1 млн рублей.*
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	*В соответствии с ГОСТ 14.322-83 «Нормирование расхода материалов» и ГОСТ Р 51541-99 «Энергосбережение. Энергетическая эффективность».*
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	*Отчисления по страховым взносам – 30% от ФОТ.*
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. *Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения*	*- Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований.* *- Оценка научного уровня исследования.* *- SWOT-анализ.*
2. *Планирование и формирование бюджета научных исследований*	*- Организация и планирование НТИ.* *- Формирование бюджета затрат НТИ.*
3. *Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования*	*- Оценка ресурсоэффективности НТИ.*
Перечень графического материала *(с точным указанием обязательных чертежей)***:**	
1. *Календарный план-график проведения работ НИ.* 2. *Смета затрат НИ.*	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры менеджмента	Грахова Е.А.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А2Г	Федорович Сергей Николаевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
5А2Г	Федоровичу Сергею Николаевичу

Институт	**Энергетический**	**Кафедра**	**Электрические сети и электротехника**
Уровень образования	бакалавриат	**Направление/специальность**	13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. *Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:* – *вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)* – *опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)* – *негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)* – *чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)*	*- Предметом исследования является производственное помещение, оснащенное ПК, относящееся к помещению без повышенной опасности по вероятности поражения электрическим током, и к категории В3 по пожарной опасности.* *- вредные проявления (недостаточный уровень освещенности, шум, тепловое облучение, электромагнитное излучение).* *- опасные проявления (вероятность поражения электрическим током, чрезвычайные ситуации природного и антропогенного характера).*
2. *Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме*	*ГОСТ, СНИП.*
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. *Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:* – *физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;* – *действие фактора на организм человека;* – *приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);* – *предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)*	*Анализ вредных факторов и средства коллективной и индивидуальной защиты:* - *температура воздуха;* - *относительная влажность воздуха;* - *скорость движения воздуха;* - *температура окружающих поверхностей;* - *шум;* - *освещение.*
2. *Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности* – *механические опасности (источники, средства защиты;* – *термические опасности (источники, средства защиты);* – *электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита– источники, средства защиты);* – *пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)*	*Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности* – *механические опасности (источники, средства защиты;* – *термические опасности (источники, средства защиты);* – *электробезопасность;* – *пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)*
3. *Охрана окружающей среды:* – *защита селитебной зоны* – *анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);* – *анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);*	*Охрана окружающей среды:* – *анализ воздействия объекта на атмосферу* – *анализ воздействия объекта на гидросфе-*

– *анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);* – *разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.*	*ру;* – *анализ воздействия объекта на литосферу;* – *разработка решения по обеспечению экологической безопасности.*
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – *перечень возможных ЧС на объекте;* – *выбор наиболее типичной ЧС;* – *разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;* – *разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;* – *разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий*	*Защита в чрезвычайных ситуациях:* – *перечень возможных ЧС на объекте;* – *разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;* – *разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;* – *способы защиты;* – *разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.*
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – *специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;* – *организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны*	*Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:* – *специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны):* – *электробезопасность на рабочем месте;* – *микроклимат производственного помещения;* – *метеорологические условия на рабочем месте.*
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	09.02.2016

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности	Амелькович Ю.А.	к. т. н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А2Г	Федорович Сергей Николаевич		09.02.2016

Обозначения и сокращения

АВР – автоматика ввода резерва;

АД – асинхронный двигатель;

АЛАР – автоматика ликвидации асинхронного режима;

АПВ – автоматика повторного включения;

АРВ – автоматика регулирования возбуждения;

АСДУ – автоматизированная система диспетчерского управления;

АТ – автотрансформатор;

ВДТ – вольтодобавочный трансформатор;

ВЛ – воздушная линия;

ИБД – информационная база данных;

ИСР – инженер службы режимов;

КБ – конденсаторная батарея;

КЗ – короткое замыкание;

КЛ – кабельная линия;

ЛЭП – линия электропередачи;

НИР – научно-исследовательская работа;

НТИ – научно-техническое исследование;

ОИК – оперативно-информационный комплекс;

ПС – подстанция;

РЗА – релейная защита и автоматика;

РП – руководитель проекта;

РПН – регулирование под нагрузкой;

РУ – распределительное устройство;

СГ – синхронный генератор;

СД – синхронный двигатель;

СК – синхронный компенсатор;

СТАТКОМ – статический компенсатор;

СТК – статический тиристорный компенсатор;

ТКЗ – токи короткого замыкания;

ТСО – теплосиловое оборудование;

УР – установившийся режим;

УШР – управляемый шунтирующий реактор;

ШР – шунтирующий реактор;

ЭЭС – электроэнергетическая система.

Реферат

Выпускная квалификационная работа 126 с., 2 рис., 27 табл., 32 источника, 11 прил.

Ключевые слова: расчет и анализ режимов, потери мощности и электроэнергии, регулирование напряжения, снижение потерь электроэнергии и мощности, компенсация реактивной мощности.

Объектом исследования является схема района электрических сетей Томской энергосистемы.

Цель работы – исследование режимов работы Томских электрических сетей и снижение потерь мощности и электроэнергии.

В процессе исследования проводились расчеты и анализ режимов в программном комплексе RastrWin.

В результате исследования были рассмотрены режимы работы Томских электрических сетей, а также проведены мероприятия по снижению потерь.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: число узлов, значение мощности и напряжения.

Степень внедрения: результаты данного исследования готовятся к использованию в электронном курсе по дисциплине «Электроэнергетические сети и системы».

Область применения: проектирование развития электрических сетей.

Экономическая значимость работы: показатели экономической эффективности рассчитаны в разделе 3.

В будущем планируется использовать результаты данного исследования в электронном курсе по дисциплине «Электроэнергетические сети и системы».

Abstract

Graduate qualification work has 126 pages, 2 figures, 27 tables, 32 references, 11 appendixes.

Key words: calculation and analyzing of operation modes, power and energy losses, voltage regulation, power and energy losses decrease, reactive power compensation.

The object of the research is a part of the scheme of Tomsk electric power system.

The work purpose is the research of operation modes of Tomsk electrical grids, power and energy losses decrease.

In the course of the research calculation and analyzing of the operation mode in the program Rastrwin were carried out.

As a result of the research operation modes of Tomsk electrical grids were considered as well as activities on power and energy losses decrease were held.

Major characteristic: the number of nodes, the numerical value of power and voltage.

Содержание

Введение 17
1 Режимы энергосистем. Мероприятия по снижению потерь мощности и электроэнергии 18
1.1 Режимы энергосистем 18
1.2 Требования к режимам энергосистем 18
1.3 Анализ программных средств расчета режимов 19
1.3.1 Программный комплекс RastrWin 20
1.3.2 Программный комплекс Mustang 23
1.3.3 Программный комплекс Eurostag 24
1.3.4 Программный комплекс DAKAR 26
1.3.5 Программный комплекс PSS/E 27
1.3.6 Программный комплекс DigSilent 28
1.3.7 Программный комплекс Космос 30
1.3.8 Программный комплекс АНАРЭС 31
1.3.9 Сравнительный анализ программных комплексов для расчёта режимов 33
1.4 Мероприятия по снижению потерь электроэнергии 36
1.4.1 Применение современного оборудования 38
1.4.2 Регулирование напряжения 38
1.4.3 Компенсация реактивной мощности 39
1.4.4 Оптимизация режимов 40
1.4.5 Перевод участков сети на более высокий класс напряжения 41
1.4.6 Внедрение автоматизации 42
1.5 Методы определения потерь электроэнергии 42
2 Расчет и анализ режимов с учетом мероприятий по снижению потерь 46
2.1 Технические описание схемы 46
2.2 Расчет и анализ нормальных режимов 55
2.2.1 Режим максимальных нагрузок 55
2.2.2 Режим минимальных нагрузок 56
2.3 Расчет послеаварийных режимов максимальных нагрузок 57
2.3.1 Отключение цепи линии 220 кВ ВЧ-232 Чажемто-Володино 57
2.3.2 Отключение цепи линии 220 кВ Т-219 Володино - Мельниково 58

2.3.3 Отключение цепи линии 110 кВ С-23 между подстанциями Володино-220 и Володино-110 58
2.3.4 Отключение автотрансформатора на ПС Володино-220 59
2.3.5 Отключения автотрансформатора на ПС Чажемто-220 59
2.4 Расчет потерь электроэнергии. Мероприятия по снижению потерь мощности и электроэнергии 60
3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 63
3.1 Оценка коммерческого потенциала, перспективности и научного уровня проведения НТИ 63
3.2 Планирование работ по НТИ 66
3.3 Формирование бюджета научно-технического исследования 69
3.4 Определение ресурсоэффективности НТИ 73
4 Социальная ответственность 76
4.1 Анализ выявленных вредных факторов производственной среды 77
4.1.1 Повышенный уровень электромагнитного излучения 77
4.1.2 Освещение 78
4.1.3 Шум 80
4.1.4 Микроклимат 80
4.1.5 Чрезмерное напряжение зрения и внимания, монотонность труда .. 82
4.2 Анализ выявленных опасных факторов производственной среды 84
4.2.1 Электрический ток и статическое электричество 84
4.2.2 Безопасность в чрезвычайных ситуациях 85
4.2.3 Безопасность при чрезвычайных ситуациях антропогенного и природного характера 86
4.3 Экологическая безопасность 87
Заключение 90
Список используемой литературы 92
Приложение А (обязательное) – Результаты расчета режима максимальных нагрузок 95
Приложение Б (обязательное) – Результаты расчета режима минимальных нагрузок 96
Приложение В (обязательное) – Результаты расчета послеаварийного режима при отключении линии ВЧ-232. 97
Приложение Г (обязательное) – Результаты расчета послеаварийного режима при отключении линии Т-219. 98

Приложение Д (обязательное) – Результаты расчета послеаварийного режима при отключении линии С-23 99
Приложение Е (обязательное) – Результаты расчета послеаварийного режима при отключении автотрансформатора на ПС Володино..... 100
Приложение Ж (обязательное) – Результаты расчета послеаварийного режима при отключении автотрансформатора на ПС Чажемто 101
Приложение К (обязательное) – Результаты расчета режима максимальных нагрузок с установкой ШР 102
Приложение Л (обязательное) – Результаты расчета потерь мощности впослеаварийных режимах..... 103
Приложение М (обязательное) – Диаграмма Ганта..... 124
Приложение Н (обязательное) – Смета затрат на осуществление научного исследования..... 126

Введение

Целью данной работы является анализ режимов части Томской энергосистемы с учетом мероприятий по снижению потерь мощности и электроэнергии, в связи с этим, необходимо произвести обзор литературы по данной тематике, а также выбрать способ и средство решения задачи. Далее, необходимо произвести моделирование установившихся режимов электрических сетей части Томской энергосистемы при помощи выбранного программного комплекса, оценить уровни потерь мощности и электроэнергии и провести мероприятия по их снижению, а также определить эффективность выбранных мероприятий. Необходимо подчеркнуть, что должны быть исследованы не только нормальные режимы работы энергетической системы, но и всевозможные послеаварийные режимы.

После, следует оценить научный уровень исследования и перспективность его проведения с позиции ресурсоффективности и ресурсосбережения, оценить стоимость ресурсов научного исследования, и произвести планирование и формирование бюджета научных исследований.

Также необходимо рассмотреть вопросы охраны окружающей среды и охраны труда, проанализировать вредные и опасные факторы, которые могут действовать на персонал в процессе труда, и предусмотреть меры по ограничению их действия на людей. Кроме того, следует рассмотреть средства защиты от вредных и опасных факторов, учесть факторы окружающей среды, а также организационные вопросы обеспечения безопасности персонала.

1 Режимы энергосистем. Мероприятия по снижению потерь мощности и электроэнергии

1.1 Режимы энергосистем

В реальных энергосистемах и их объединениях возможность существования текущих и аварийных режимов тщательно изучается. Возможность существования режима определяется в основном по уровням напряжений в узлах, токам протекающих в элементах и по степени надежности. В данный момент имеются системы, позволяющие в реальном времени отслеживать состояние энергосистемы, но, к сожалению, оценить возможные режимы, и в частности послеаварийные, они не в силах. По этой причине диспетчерским службам необходимо исследовать возможные состояния сетей путем анализа различных ситуаций на математических моделях. По итогам полученных результатов, можно выявить наиболее слабые места в системе, оценить чувствительность сети к возмущениям, а также выявить некоторые свойства эксплуатируемых сетей.

1.2 Требования к режимам энергосистем

Изучение режима работы всей системы и отдельных ее частей и, в частности, установление наиболее целесообразного режима системы являются исключительно важной задачей.

В результате аварийных ситуаций в системе возникают переходные процессы, в течение которых происходит переход от одного режима к другому. Режим работы системы – это совокупность процессов, характеризирующих работу электрической системы и её состояние в любой момент времени. Параметры режима: напряжения, мощности и т.п. – связаны между собой параметрами системы. Параметры системы: сопротивления, проводимости, коэффициенты

трансформации, постоянные времени и т.п. определяются физическими свойствами элементов [2].

Согласно [3], режимы энергетической системы должны удовлетворять ряду основных требований, которые сводятся к обеспечению следующих условий:

- Надежность режима работы.
- Бесперебойность энергоснабжения потребителей.
- Достаточно высокое качество энергии.
- Наибольшая экономичность режима при выполнении системой государственного плана выработки энергии по количественным и качественным показателям.

1.3 Анализ программных средств расчета режимов

Электрическая система имеет много потребителей, число которых постоянно растёт, поэтому, решение задач по расчету потокораспределения, расчету симметричных и несимметричных токов короткого замыкания (КЗ) и расчету предельных и аварийных режимов представляет собой серьезную проблему, (т.к. как каждая задача представляет собой сложную математическую модель), для решения, которой были разработаны прикладные программные средства расчёта [4].

Что бы разобраться и выбрать наиболее актуальные из них, стоит сослаться на самые крупные компании в области электроэнергетических сетей и управления ЕЭС. В России, таковыми являются:

- ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы».
- ПАО «Россети».

ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» осуществляет централизованное оперативно-технологическое управление Единой энергетической системой России [5].

ПАО «Россети» – крупнейшая в России и мире энергетическая компания, обеспечивающая передачу и распределение электроэнергии [6]. Имущественный комплекс ПАО «Россети» включает в себя 37 дочерних и зависимых общества также в её состав, в качестве дочерней компании, в числе которых ПАО «ФСК ЕЭС» и ПАО «Ленэнерго».

Согласно информации, размещенной на сайте Системного Оператора ЕЭС, все расчеты производятся на верифицируемых расчетных моделях, и для выполнения различных задач используются, соответственно, различные программные комплексы (ПК). Так, для расчета установившихся электрических режимов и расчета статической устойчивости применяется ПК RastrWin. Для расчета токов короткого замыкания используется ПК АРМ СРЗА. Для расчета динамической устойчивости используются ПК Mustang и Eurostag.

В свою очередь, в компании Россети для выполнения расчетов, связанных с релейной защитой, используется ПК АРМ СРЗА, с расчетами только установившихся режимов – ПК RastrWin, а для исследования установившихся режимов и электромеханических переходных процессов – ПК Mustang.

Следует отметить, что при расчете режимов электрических сетей активно применяются следующие ПК:

- ПК DAKAR.
- ПК PSS/E.
- ПК DigSilent.
- ПК Космос.
- ПК АНАРЭС.

Для сравнения возможностей программных комплексов следует рассмотреть каждый из них подробнее.

1.3.1 Программный комплекс RastrWin

Производителем ПК RastrWin является Региональное Общественное Объединение «Фонд кафедры «Автоматизированные Электрические Системы

имени Д.А. Арзамасцева», г. Екатеринбург [7].

ПК RastrWin предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. К основным возможностям ПК относятся:

- расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0,4 до 1150 кВ);
- полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности и т.д.);
- расчет установившихся режимов с учетом отклонения частоты;
- эквивалентирование (упрощение) электрических сетей;
- оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;
- расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой (РПН) и положений вольтодобавочных трансформаторов (ВДТ);
- расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений;
- структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения;
- проведение многовариантных расчетов по списку возможных аварийных ситуаций;
- моделирование отключения линии электропередачи (ЛЭП), в том числе одностороннего, а также определение напряжения на открытом конце;
- моделирование генераторов и возможность задания его PQ-диаграммы;
- моделирование линейных и шинных реакторов с возможностью их отключения и переноса линейного реактора в узел при отключении ЛЭП;
- анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры;

- сравнение различных режимов по заданному списку параметров.

Пользовательский интерфейс программы включает 5 основных элементов управления, описание которых представлено ниже:

1. **Табличный процессор**. Для подготовки, коррекции и отображения расчетной схемы используется табличный процессор, в котором вся информация структурирована по типу. Основными особенностями табличного процессора являются:

- индивидуальная и групповая (по формулам) подготовка данных;
- свободная настройка вида отображения (положение столбцов, сортировка, точность отображения чисел);
- контекстные переходы между таблицами;
- контекстные макросы;
- возможность создания пользовательских таблиц и соответствующая настройка меню;
- сдвоенные таблицы (например, узел и подходящие к нему ветви);
- задание «выборки» информации в таблице по произвольному, сложному критерию;
- групповая коррекция информации по заданной формуле;
- динамическая «подсветка» данных в зависимости от значения параметра;
- динамический обмен данными с MS Excel;
- экспорт и импорт табличной информации в виде CSV-файлов.

2. **Однолинейная графическая схема**. Представление электрической сети в виде однолинейной графической схемы обеспечивает наиболее удобное восприятие информации о расчетах режима. В RastrWin входят средства подготовки и отображения однолинейной графической схемы:

- Автоматизированная подготовка графической схемы на основе заданной расчетной, автоматический контроль соответствия расчетной и графической схем.

- Отображение текущей расчетной информации, быстрая замена типа отображаемой информации.
- Проведение коммутаций (отключение/включение) и коррекций режимных параметров непосредственно на графической схеме;
- Цветовое выделение номинальных напряжений и районов схемы, выделение номинальных напряжений толщиной.
- Динамическая «заливка» схемы в зависимости от значения выбранного параметра (например, отклонения напряжения от номинального).
- Контекстные макросы.
- Отображение обобщенной информации (районы, территории, сечения).

3. **Селектор** – элемент для иерархического (древовидного) представления схемы. Реализован в виде дерева логических связей между объектами расчетной схемы, позволяет осуществлять быстрый поиск и переход между элементами (узлами, ветвями, сечениями).

4. **Встроенный макроязык** на основе Visual Basic. Позволяет автоматизировать часто встречающиеся группы операций. Макросы позволяют автоматизировать все возможности RastrWin.

5. **Встроенная База данных**:

- Хранение данных производится в единой базе данных.
- Пользователь комплекса может создавать свои поля в базе данных и задавать связи между полями с помощью формул.
- При загрузке и сохранении файлов используются шаблоны, определяющие тип файла. В шаблоне хранится описание данных.

1.3.2 Программный комплекс Mustang

Производителем ПК Mustang является ВДЦ Балтии, Латвия [8].

Комплекс Mustang предназначен для оперативного выполнения расчётов установившихся и переходных электромеханических режимов энергосистем. К основным возможностям данного ПК относятся:

- расчёт установившихся режимов электрических сетей;
- расчёт электромеханических переходных процессов;
- анализ динамической устойчивости энергосистемы;
- утяжеление режима по заданной траектории.

Вывод всех результатов расчёта осуществляется в табличном виде на экран, в файл либо принтер. В комплекс Mustang включены также программные средства для вывода результатов расчёта динамической устойчивости в виде графиков на экран, в файл либо принтер.

Пользовательский интерфейс программы включает основные элементы такие как:

- табличный процессор;
- графический анализ – просмотр результатов расчёта в виде графиков.

1.3.3 Программный комплекс Eurostag

ПК Eurostag разработан совместными усилиями Electricity de France, являющейся системным оператором энергосистемы Франции, и фирмой Tractebel Engineering – научно-техническим центром при системном операторе энергосистемы Бельгии [9].

ПК Eurostag предназначен для расчёта электромеханических переходных процессов любой длительности от долей секунды до часов. Также ПК к основным функциям ПК относятся:

- расчёт перетоков мощности (потокораспределения нагрузки);
- полный динамический анализ (динамическое моделирование различных систем, топологические модификации в энергосистеме);
- определение предельного времени отключения короткого замыкания;

- автоматическое определение неисправностей определения времени отключения КЗ, для избегания неустойчивости энергетических систем;
- оценка динамической безопасности: выявление слабых, уязвимых критических или элементов системы вызывающих различные сбои;
- динамическая оптимизация отклика: метод для выполнения идентификации параметров модели и оптимальной ее настройке;
- малый анализ сигнала: анализ устойчивости системы для малых возмущений;
- исследование процессов синхронизации энергосистем после крупных аварий;
- определение настроек для систем противоаварийного управления, устройств релейной защиты и автоматики;
- анализ причин возникновения и последствий аварийных возмущений в энергосистеме;
- анализ поведения энергосистемы при различных аварийных возмущениях (лавина напряжения, выпадение из синхронизма крупных электростанций и т. п.);
- разработка и настройка систем управления (регуляторы скорости турбин, РПН трансформаторов и т. п.).

Пользовательский интерфейс программы включает следующие элементы:

- Конвертор – отвечает за импорт данных из других программ, например из PSS/E.
- Редактор сети – графическое представление сети, ее создание и редактирование.
- Файловый редактор – редактор входных данных (ветви, узлы, данные динамики, автоматика).
- Редактор Моделей – конструктор "железа".

- Расчетный модуль – непосредственно расчетное ядро для статики и динамики.
- Анализ – просмотр результатов расчета в виде графиков.
- Таблицы – просмотр результатов расчета в виде таблиц.

1.3.4 Программный комплекс DAKAR

Диалоговый Автоматизированный Комплекс Анализа Режимов (ДАКАР) разработан компанией Eleks Software, в г. Львов, Украина [10].

ДАКАР предназначен для расчёта и анализа, установившихся нормальных, предельных и послеаварийных режимов работы электрических сетей напряжением 0,4÷1150 кВ, а также электромеханических переходных процессов электроэнергетических систем с учетом действия любых устройств автоматики, реакции теплосилового оборудования электрических станций.

В состав информационного обеспечения комплекса входят информационная база данных (ИБД) и программные средства работы с ней. Информационная база состоит из данных об электрической схеме сети и ее режимах, а также оборудовании энергосистемы и нормативно-справочная информация.

В комплексе ДАКАР предусмотрено сопряжение с другими программами (или пользователями) через импорт/экспорт данных из: старой DOS-версии ДАКАРа, формата ЦДУ (для программ Украины и России), формата UCTE DEF (Европа), формата XML.

Комплекс ДАКАР позволяет решать следующие задачи:

- расчёт и анализ установившихся режимов;
- эквивалентирование электрической сети;
- создание графической схемы сети и коммутационных схем подстанций, с отображением на них результатов расчета;
- исследование статической и динамической устойчивости;
- анализ длительных переходных процессов;

- анализ несимметричных, неполнофазных режимов и расчет токов короткого замыкания;
- настройка автоматического регулирования возбуждения (АРВ), автоматики ликвидации асинхронного режима (АЛАР), теплосилового оборудования (ТСО) с использованием графического анализа.

Пользовательский интерфейс программы состоит из следующих основных элементов:

- Таблицы – просмотр результатов расчета в виде таблиц.
- Однолинейная графическая схема.
- Анализ – просмотр результатов расчета в виде графиков.

1.3.5 Программный комплекс PSS/E

ПК PSS/E (Power System Simulator for Engineering) разработан и впервые представлен американской фирмой Power Technologies Inc. в 1976 году, но в настоящее время разработкой программного комплекса продолжает заниматься фирма Siemens г. Эрланген, Германия [11].

ПК PSS/E предназначен для решения следующих задач:

- расчёта электрического режима;
- оптимизации электрического режима;
- расчёта симметричных и несимметричных коротких замыканий;
- эквивалентирования сети;
- расчёта электромеханических переходных процессов.

PSS/E состоит из нескольких модулей:

- модуля расчёта установившегося режима;
- модуля расчёта динамики;
- модуля анализа результатов расчетов;
- набора конверторов из/в старые/новые форматы файлов данных.

Цифровая модель энергосистемы может быть задана как с помощью стандартного однолинейного представления ее элементов, так и моделями с па-

раметрами прямой, обратной и нулевой последовательностей для отображения несимметрии различного вида [12].

1.3.6 Программный комплекс DigSilent

ПК DigSilent разработан компанией DIgSILENT GmbH в г. Гомаринген, Германия [13].

Программа расчета PowerFactory, разработанная компанией DIgSILENT, является инженерным инструментом для анализа промышленных, передающих и коммерческих электрических систем. Она была разработана как усовершенствованная интегрированная и интерактивная система программного обеспечения, предназначенная для электрических систем и анализа систем управления для достижения основных задач планирования и оптимизации режимов.

Комплекс PowerFactory позволяет решать следующие задачи:

- расчёт и анализ установившихся режимов (УР) и токов короткого замыкания (ТКЗ) для всех типов электрических сетей, включая сложнозамкнутые и 3-х фазные системы переменного и постоянного тока;
- анализ сетей низкого напряжения;
- анализ вариантов отказов (по критерию N-i);
- оптимизация распределительных сетей и режимов работы;
- выбор сечения кабельной линии;
- моделирование динамических процессов;
- моделирование электромагнитных переходных процессов;
- идентификация системы;
- анализ защит, надежности, устойчивости по напряжению, а также анализ аварийных ситуаций;
- оптимизация установившихся режимов (УР);
- моделирование устройств силовой электроники;
- заземление;

- инженерные расчеты параметров схем замещения воздушных линий (ВЛ) и кабельных линий (КЛ).

Главной особенностью PowerFactory является представление объектов энергосистемы (поддержка моделей 1,2,3-фазных симметричных и несимметричных сетей переменного и постоянного тока).

ПК DigSilent PowerFactory представляет многообразие интерфейсов взаимодействия и информационного обмена для подключения в платформу сторонних производителей, в числе которых:

- Управление данными (создание базы данных, как на уровне отдельного рабочего места, так и возможность построения многопользовательской серверной многоуровневой архитектуры, поддержка среды коллективной разработки моделей).
- Визуализация и графические схемы модели энергосистемы (однолинейная графическая схема; возможность предоставления схем распределительных устройств (РУ) как упрощенно, так и детально; возможность создания географической подложки для схем, основанная на GPS-координатах).
- Модели оборудования (огромная расширяемая библиотека марок и типов оборудования; синхронных двигателей (СД), асинхронных двигателей (АД), синхронных компенсаторов (СК), синхронных генераторов (СГ); модели альтернативных источников энергии; статических тиристорных компенсаторов (СТК), статических синхронных компенсаторов СТАТКОМы, управляемых шунтирующих реакторов (УШР), FACTS и пр.).
- Текстовые интерактивные формы отчетов по результатам расчетов;
- Автоматизированные средства сравнения.
- Развернутые графические схемы.
- Аналогово-цифровые интерфейсы.
- Интерфейс для SCADA/GIS/NIS.

- Совместимость с другими программными продуктами, такими как PSS/E & PSS/U.
- Многопользовательская База Данных и Учетные Записи Пользователей.

1.3.7 Программный комплекс Космос

Программный комплекс КОСМОС разработан ЗАО «Институт энергетических систем» в г. Москва [14].

Программный комплекс КОСМОС ориентирован на использование в службах электрических режимов и диспетчерских службах энергосистем и энергообъединений. В настоящее время все диспетчерские пункты ЕЭС России оснащены оперативно-информационными комплексами (ОИК). В ОИК поступает телеметрическая информация и с помощью специальных средств архивируется, систематизируется и отображается. На западе ОИК называют SCADA системой (Supervisory Control And Data Acquisition). Если коротко, то это программно-аппаратная система для сбора и обработки измерений, которые приходят от датчиков, установленных на объектах. Она предназначена для обеспечения работы автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ) в реальном времени. В составе ПК объединены программы, позволяющие решать следующие задачи:

- синтеза расчетной схемы на основе описаний схем первичных коммутаций станций и подстанций;
- оценивания режимов энергосистем на основе телеметрической информации;
- расчёта установившихся и самоустанавливающихся по частоте режимов;
- утяжеления установившихся режимов;
- оптимизации режимов по реактивной мощности;
- оптимизации режимов по активной мощности;

- иерархических расчетов режимов.

Внедрение в практику диспетчерского управления современных высокопроизводительных средств вычислительной техники, развитие возможностей обмена информацией между уровнями диспетчерской иерархии посредством высокоскоростных каналов создает предпосылки для разработки и дальнейшего совершенствования методик и программ, предназначенных для оперативных расчетов режимов энергосистем на основе телеметрической информации.

Технологические программы, входящие в состав комплекса, объединены общей сервисной оболочкой и опираются на единую специализированную базу данных. В комплексе широко используются возможности работы с графическими изображениями схем энергосистем и схем первичных коммутаций станций и подстанций. Основной режим работы – интерактивный предполагающий постоянное взаимодействие с технологом.

1.3.8 Программный комплекс АНАРЭС

Производителем ПК АНАРЭС является ЗАО «Энергетические технологии» г. Иркутск.

Комплекс предназначен для оперативных расчетов, анализа, планирования режимов работы электроэнергетических систем (ЭЭС); управления ими на различных территориальных уровнях диспетчерского управления [15]. Основные пользователи комплекса – это центры диспетчерского управления системных операторов ЭЭС, электрогенерирующие компании, крупные промышленные организации, проектные и организации в электроэнергетике.

Программный комплекс позволяет проводить:

- расчёт установившегося режима;
- оптимизация потерь;
- ввод в допустимую область по напряжениям;
- оценивание состояния;

- расчёт предельных режимов методом утяжеления (статическая устойчивость, предельно допустимые режимы по токам, напряжениям, перетокам);
- моделирование электромеханических переходных процессов и анализ динамической устойчивости;
- расчёт токов коротких замыканий;
- расчёт уставок релейной защиты и автоматики (РЗА);
- оценка режимной надежности (с моделированием устройств противоаварийной автоматики и релейной защиты);
- подготовка и работа с мнемосхемами (структурные схемы, схемы электрических соединений).

В комплексе АНАРЭС разработан эргономичный пользовательский интерфейс. Данный интерфейс прошел опробование в службе режимов ЦУС сетевой компании в тесном взаимодействии с пользователями. Разработанный интерфейс, позволяет гибко настраивать отображение данных в таблицах под требования пользователя. Имеются такие возможности, как:

- Создание фильтров.
- Создание пользовательских таблиц.
- Подсветка ячеек по условию.
- Другие функции свойственные современным табличным редакторам.

Имеется механизм, позволяющий переходить из любого элемента оборудования (объекта) на связанные объекты. Например, из объекта «Нагрузка» на элемент схемы, представляющий данную нагрузку.

Интерфейс работы со схемами встраивается в любое приложение комплекса. Комплекс позволяет работать со схемами любой сложности и размерности (структурные схем, подробные диспетчерские схемы, эквивалентные схем).

Система отображения на схемах имеет такие функции, как:

- Отображение на схемах результатов расчета и исходных данных.
- Взаимодействие с CIM-моделью.

- Выполнение изменения исходных данных, как непосредственно со схемы, так и переход в таблицы.
- Выполнение коммутаций со схемы.
- Динамическая раскраска схемы по определенному параметру, или результату работы функций анализа топологии (например, отображение связанности).

Комплекс адаптирован для работы во много мониторной системе. Можно расположить вкладку со схемой на одном мониторе, а вкладки с таблицами на другом. При этом удобно использовать навигацию переходов между представлением объектов на схеме и в таблицах (и между таблицами).

1.3.9 Сравнительный анализ программных комплексов для расчёта режимов

Сравнив функциональные возможности каждого ПК, стало ясно, что наиболее лучшими из них, для расчета и анализа режимов работы энергосистемы, являются RastrWin, Космос, АНАРЭС и PSS/E. Но применение Космоса и АНАРЭСа осложняется отсутствием модели эквивалентирования схемы энергосистемы, которая играет важную роль в уменьшении объема решаемой задачи. Применение PSS/E осложняется отсутствием русскоязычной версии.

Также, из всех рассмотренных ПК лишь авторы RastrWin, АНАРЭС, DAKAR и EUROSTAG предоставляют демоверсии с ограниченными возможностями для расчета и анализа режимов работы энергосистемы. И только авторы RastrWin и АНАРЭС предоставляют студенческие лицензии для учебных целей.

Стоит отметить, что хоть все эти ПК способны решать задачи расчёта и анализа режимов работы энергосистемы и другие электросетевые задачи, большинство из них узкоспециализированны. Например, Mustang и EUROSTAG эффективно анализируют статическую и динамическую устойчивость электроэнергетических систем.

На основе вышесказанного можно сделать выводы о достоинствах и недостатках каждого программного комплекса, результаты которых приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Достоинства и недостатки ПК.

Наименование ПК	Достоинства	Недостатки
RastrWin	• Удобный и понятный интерфейс. • Возможность расчета режимов с использованием различных алгоритмов. • Возможность применения макросов для создания формул. • Возможность импорта и экспорта информации в Excel файл.	• Отсутствие библиотеки электросетевых элементов. • Высокая стоимость лицензии (студенческая версия имеет ограничение - максимально возможное число узлов 60).
Mustang	• Простота в использовании. • Бесплатное распространение. • Возможность задания характеристик любой автоматики.	• Интерфейс (старый). • Неудобное графическое отображение данных. • Отсутствие развития в течение длительного периода.
Eurostag	• Наличие набора автоматик. • Возможность создания моделей системной автоматики. • Возможность расчета переходных режимов альтернативных источников энергии.	• Интерфейс (неудобный). • Для расчета переходных режимов необходимо подробное задание характеристик всех элементов. • Высокая стоимость лицензии. • Большое время расчета.
DAKAR	• Наличие базы сетевых элементов. • Многофункциональность. • Возможность синхронизации с ОИК.	• Интерфейс (неудобный). • Отсутствие истории внесенных изменений.
PSS/E	• Способность совмещения данных с картами Google Earth и отображать систему в реальном географическом расположении. • Многофункциональность.	• Высокая стоимость лицензии.
DigSilent	• Возможность использования интерфейс PowerFactory в различных приложениях. • Многофункциональность.	• Высокая стоимость лицензии.
Космос	• Мощная составляющая оценивания состояния • Большие возможности привязки расчетных программ к ОИК и другим комплексам (через механизм форматов ЦДУ).	• Преимущественно текстовое хранение информации. • Ограниченные возможности редактора графических схем.
АНАРЭС	• Наличие базы сетевых элементов. • Совместимость файлов с другими отечественными программами. • Многофункциональность.	• Интерфейс (неудобный). • Преимущественно текстовое отображение информации.

С помощью всех этих программных комплексов можно успешно решать задачи расчета и анализа режимов работы энергосистемы. Основные отличия: интерфейс, представление исходных данных, форма вывода информации, возможности импорта и экспорта файлов между программными комплексами.

ПК отечественного производства и производства СНГ, в основном, имеют узкую специализацию решаемых задач, а также, разработаны с учетом представления данных через механизм форматов Центрального диспетчерского управления. Зарубежные ПК многофункциональные и решают задачи расчета и анализа режимов работы энергосистемы в комплексе с другими электросетевыми задачами.

Для расчета и анализа установившихся режимов работы энергосистемы, их оптимизации и анализа повреждений наиболее удобным оказался – ПК «RastrWin». За счет своей узкой направленности RastrWin позволяет решать поставленные задачи эффективнее, чем отечественные и зарубежные аналоги. Кроме того, он имеет русскоязычную версию и бесплатную студенческую версию на 60 узлов, что упрощает работу с данным ПК.

Однако стоит отметить, что ПК RastrWin имеет также и ряд недостатков, таких как: отсутствие моделей стандартных элементов энергосистемы, отсутствие стандартных моделей релейной защиты и противоаварийной автоматики, отсутствие возможности учета несимметрии в элементах энергосистемы, отсутствие моделей ППТ и FACTS для расчета электрического режима динамики.

Кроме того, в ПК RastrWin отсутствует возможность расчёта электромеханических переходных процессов, а, следовательно, и анализа динамической устойчивости. В связи с этим функциональным ограничением, для анализа динамической устойчивости системы, придется использовать другой ПК, например Mustang. Но применять только ПК Mustang, будет неудобно из-за отсутствия графического отображения схемы, отсутствия функции оптимизации режима, отсутствия функции эквивалентирования схемы энергосистемы и др.

1.4 Мероприятия по снижению потерь электроэнергии

Величина потерь электроэнергии является одним из важнейших показателей состояния электрических сетей и уровня их эксплуатации. Большая величина потерь электроэнергии может быть причиной значительного финансового ущерба для распределительных компаний. Полностью избавиться от потерь невозможно, однако следует держать величину потерь в допустимом уровне. Для этого используют различные методы снижения потерь электроэнергии. В общем случае, классификация мероприятий по снижению потерь приведена на рисунке 2.

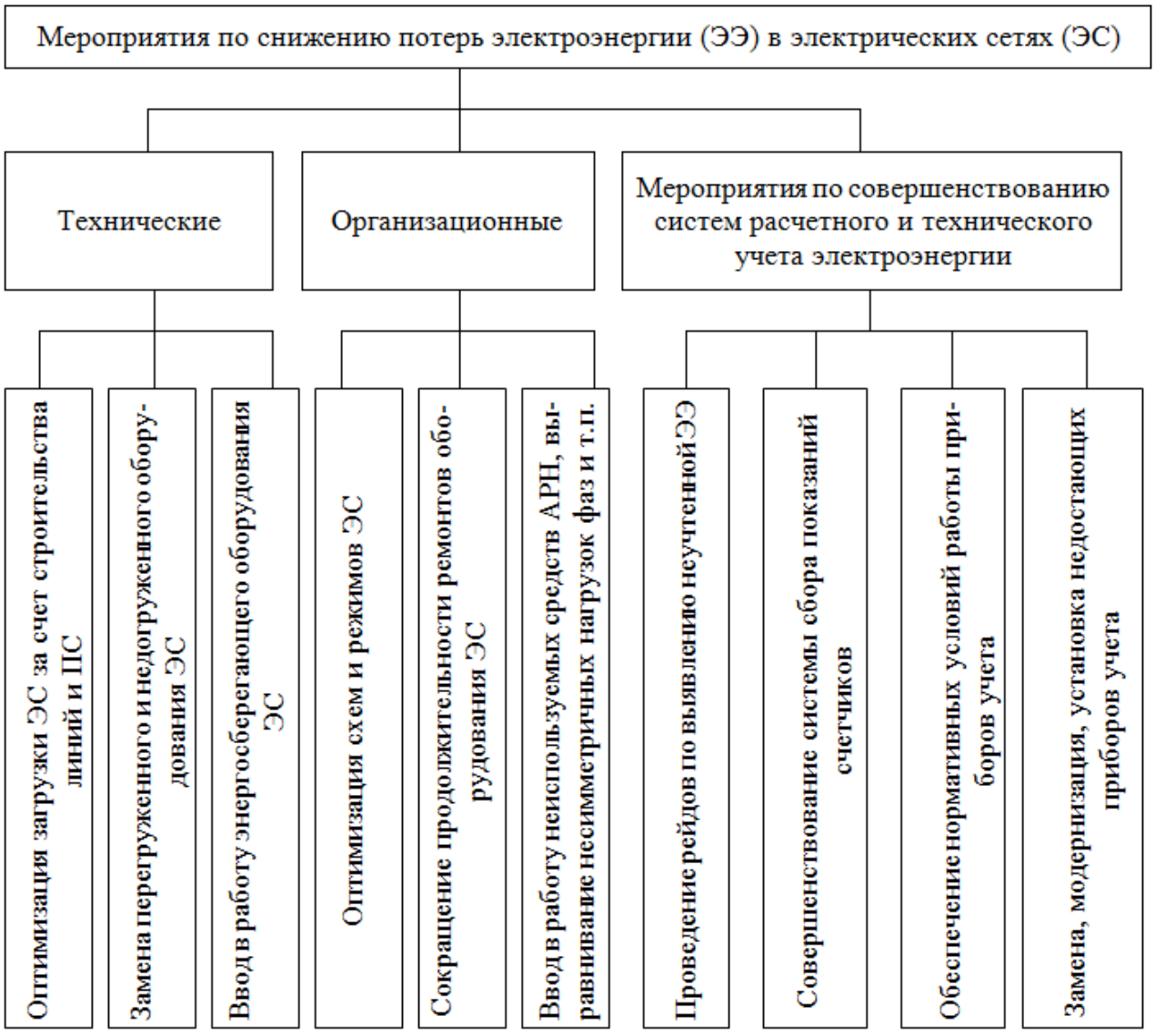

Рисунок 2 – Классификация мероприятий по снижению потерь

Мероприятия по снижению потерь делятся на:

1. технические;
2. организационные;
3. мероприятия по совершенствованию систем расчетного и технического учета электроэнергии.

Технические мероприятия, как правило, требуют значительных финансовых вложений (которые окупаются через определенный период) так как они направлены на модернизацию, реконструкцию, а также, строительство электрических сетей. К техническим мероприятиям относят:

1. замену оборудования (устаревшего на новое, недогруженного и перегруженного оборудования на соответствующее и т.п.);
2. компенсацию реактивной мощности;
3. регулирование напряжения;

Организационные мероприятия направлены на совершенствование работы сети и персонала, без значительных капиталовложений, к ним относят:

1. оптимизацию режимов;
2. использование более высокого класса напряжения;
3. выравнивание графика нагрузки сети;
4. повышение квалификации персонала (сокращение продолжительности ремонта, вывода из аварии; вероятности совершения ошибок персоналом и т.п.);

Мероприятия по совершенствованию систем расчетного и технического учета электроэнергии направлены на разработку, создание и широкое применение автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии, а также, на борьбу с хищением

Для определения наиболее подходящих мероприятий по снижению потерь электроэнергии следует рассмотреть некоторые из них подробнее. Однако следует заметить, что рассматриваемая схема является моделью и не учитывает износ электрооборудования, а также хищение электроэнергии, ошибки персонала и т.д.

1.4.1 Применение современного оборудования

Для обеспечения безаварийной работы энергосистемы и снижения уровня потерь, необходимо применять современное оборудование. Также должна происходить своевременная замена устаревшего оборудования на новое, силовых трансформаторов и трансформаторов собственных нужд в случае, если они обладают большими потерями электроэнергии на перемагничивание сердечников, на трансформаторы с меньшими потерями. Аналогично, токоограничивающие реакторы должны быть заменены на современные с большими индуктивными сопротивлением к токам КЗ и меньшими потерями в нормальном режиме.

Применение измерительных трансформаторов тока и напряжения с высоким классом точности, а также замена индукционных счетчиков на электронные позволит получать более точную информацию о потерях электроэнергии, снижая тем самым величину коммерческих потерь электроэнергии.

Применение вольтодобавочных трансформаторов как линейных регуляторов напряжения позволяет снижать потери электроэнергии в сетях и решает вопрос адаптации линий электропередачи к увеличению электрических нагрузок, что обеспечивает нормированный уровень напряжения у потребителя. Применение трансформаторов с сердечниками из аморфной стали, также позволит снизить потери.

1.4.2 Регулирование напряжения

Регулирование напряжения – операции воздействия на элементы электрических аппаратов и машин с целью поддержания напряжения на заданном уровне или в пределах его допустимых отклонений от номинального значения.

Регулирование напряжения делится на:

1. Централизованное.
2. Местное (локальное).

В свою очередь местное регулирование напряжения может быть групповым и индивидуальным.

Воздействовать на напряжение у потребителей можно следующим образом:

- Изменением коэффициента трансформации трансформаторов (РПН, специальные трансформаторы).
- Изменением активной и реактивной мощности (снижение активной мощности связано с недоотпуском электроэнергии потребителю, поэтому практически не применяется).
- Изменением активного и реактивного сопротивления элементов энергосистемы.
- Использованием регулирующих устройств (СГ, СК, СТК, конденсаторная батарея (КБ), шунтирующих реакторов (ШР), УШР и др.).

1.4.3 Компенсация реактивной мощности

При разработке схем развития сетей на стадии определения баланса активной и реактивной мощностей в узлах распределения потоков на расчетный период определяется дефицит реактивной мощности. На основании расчетных данных в схеме решаются вопросы необходимого количества устройств компенсации реактивной мощности, а также места их размещения. Приоритетным является размещение устройств компенсации реактивной мощности непосредственно у потребителя, так как это коренным образом влияет на потери электроэнергии в сети и на ее качество у потребителя. Батарея статистических конденсаторов, например, в данном варианте установки является одновременно и элементом регулирования напряжения.

1.4.4 Оптимизация режимов

Цель оптимизации режима энергетической сети по реактивной мощности Q, напряжению U и коэффициентам трансформации n, регулируемых автотрансформаторов и трансформаторов, заключается в выявлении установившегося режима энергетической сети, при котором соблюдались бы технические ограничения, регламентированные нормативными документами, и в энергосистеме были бы наименьше возможные потери активной мощности. Оптимизация режимов осуществляется для достижения наибольшего экономического эффекта, то есть для минимальных эксплуатационных затрат, и производится по факту минимальных расходов условного топлива при учете ограничений использования некоторых видов топлива. Определённо можно сказать, что данное условие оптимизации режимов разумнее, чем минимальные расходы на топливо, так как цены на рынке на топливо не меняются в зависимости от нехватки определённого вида энергоносителя. То есть, минимум расхода условного топлива и минимум затрат на топливо – это два критерия оптимальности режимов при разработке математического обеспечения.

Оптимизация режимов в зависимости от принципов и структуры оперативно-диспетчерского управления энергосистемами производится на разных территориальных и временных уровнях. При оптимизации текущего режима, или другими словами, оптимизации за промежуток времени не превышающий один час, предполагается, что параметры данного режима в срок рассматриваемого отрезка времени, постоянны. Оптимизация текущего режима используется в электроэнергетических системах, не содержащих гидроэлектростанции и тепловых станций с ограниченным объемом топлива, то есть иными словами, что нет ограничения на использование любого количества энергоносителя за определённый промежуток времени. По этой причине можно любой момент времени рассматривать независимо от остальных моментов и тем самым привести задачу управления энергетической системой в течение некоторого промежутка времени, к примеру, суток, к последовательности независящих задач управле-

ния в каждый промежуток времени. На практике же из-за того, что от времени сбора начальной информации до реализации, просчитанного на компьютере режима в электроэнергетической системе проходит некоторый интервал времени. Можно сказать не об управлении в каждый промежуток времени, а об определённом темпе выдачи управляющих воздействий, например ежечасном, каждую минуту или каждые 10 минут и т. д.

Для оптимизации длительных режимов, то есть для интервала времени в течение сезона, месяца или суток, задачи в энергетической системе с гидростанциями или тепловыми станциями при определённых ограничениях на объем энергоносителя за промежуток времени наиболее сложны, чем задачи оптимизации текущих режимов.

Допустимый режим обязан соответствовать условиям качества электроэнергии и надежности электроснабжения. При анализе допустимых режимов качества электроэнергии и условия надежности электроснабжения рассматриваются в виде ограничений – некоторых равенств и неравенств на определённые контролируемые параметры режима.

Из допустимого режима можно выделить оптимальный режим. Оптимальный режим это такой режим из всех возможных допустимых режимов, при котором достигаются минимальные суммарные объемы расхода условного топлива или издержек при определённом в каждый интервал времени потреблении электричества потребителем, то есть при заданном эффективном отпуске электрической энергии.

1.4.5 Перевод участков сети на более высокий класс напряжения

При выполнении электрических расчетов с учетом роста нагрузок необходимо рассматривать возможность перевода участков сети на более высокий класс напряжения. Особенно это касается зон комплексной массовой застройки. Перевод сети на более высокий класс напряжения должен рассматриваться одновременно с режимами работы нейтрали (глухозаземленная или эффективно

заземленная через резистор), с такими режимами работы нейтрали имеют меньшие потери электроэнергии за счет отсутствия дополнительного оборудования, необходимого для компенсации больших емкостных токов.

1.4.6 Внедрение автоматизации

Внедрение автоматизации обеспечивает своевременное выявление неблагоприятных режимов работы сети и оперативное устранение этих режимов, а также позволяет избегать аварийных ситуаций и, как результат, массового отключения потребителей. Недопущение развития неблагоприятных режимов в электрических сетях в значительной мере влияет и на потери электроэнергии в сетях.

Коммутационные аппараты: выключатели, выключатели нагрузки должны применяться на базе вакуумных выключателей с программируемым микропроцессорным управлением, обеспечивающим функции автоматического повторного включения (АПВ), автоматического ввода резерва (АВР), фиксацию изменения потоков мощности.

1.5 Методы определения потерь электроэнергии

Потери мощности и электроэнергии в электрических сетях включают в себя потери мощности и энергии в линиях и трансформаторах:

$$\Delta P = \Delta P_{TP} + \Delta P_{ВЛ}, \text{ кВт;} \quad (1)$$

$$\Delta W = \Delta W_{TP} + \Delta W_{ВЛ}, \text{ кВт} \cdot \text{ч.} \quad (2)$$

Потери мощности в трансформаторе состоят из потерь в обмотках трансформатора на намагничивание и потерь холостого хода:

$$\Delta P_{TP} = \Delta P_{xx} + \Delta P_{нагр}, \text{ кВт.} \quad (3)$$

При наличии на подстанции n одинаковых параллельно работающих трансформаторов потери мощности составляют:

$$\Delta P_{TP} = \Delta P_{xx} \cdot n + \frac{1}{n} \Delta P_{нагр}, \text{ кВт.} \quad (4)$$

Потерями электроэнергии называется произведение потерь мощности на время. Обычно, определяют годовые потери энергии. Однако вследствие постоянного изменения нагрузки потери мощности в каждый момент времени также изменяются, следовательно, изменяются и потери энергии.

Метод графического интегрирования. Данный метод основан на знании графика нагрузки. Суть метода заключается в том, что весь промежуток времени T делится n равных частей длительностью Δt каждый. Для каждого i-го промежутка есть соответствующее значение тока I_i или мощности S_i. Выполнив интегрирование графическим путем, получим:

$$\Delta W = 3 \cdot R \cdot \sum_{i=1}^{n} I_i^{\,2} \cdot \Delta t = \frac{R}{U^2} \cdot \sum_{i=1}^{n} S_i^{\,2} \cdot \Delta t = 3 \cdot R \cdot \frac{T}{n} \cdot \sum_{i=1}^{n} I_i^{\,2} = \frac{R \cdot T}{U^2 \cdot n} \cdot \sum_{i=1}^{n} S_i^{\,2}. \quad (5)$$

Данный метод достаточно трудоемок, но обладает высокой точностью, потому он хорошо реализуется при расчете потерь электроэнергии за небольшой промежуток времени, например для суточного графика нагрузки. Оценка потерь электроэнергии за большой промежуток времени не обеспечивает нужной точности, так как режимные параметры характерных суток изменяются в течение года.

Метод среднеквадратичного тока. Данный метод основан на введении понятия условного неизменного тока $I_{ск}$, который называется среднеквадратичным. При протекании его по элементу сети за время T в элементе возникают такие же потери электроэнергии, что и при протекании за это же время действительного тока в соответствии с графиком нагрузки. На основании того определения можно записать соотношение:

$$3 \cdot R \cdot I_{ск}^{\,2} \cdot T = 3 \cdot R \cdot \int_0^T I^2(t) \cdot dt. \quad (6)$$

Выразив из данного выражения среднеквадратичный ток:

$$I_{ск} = \sqrt{\frac{\int_0^T I^2(t) \cdot dt}{T}}. \quad (7)$$

Исходя из данного метода, потери электроэнергии на сопротивлении R за промежуток времени T:

$$\Delta W = 3 \cdot R \cdot I_{ск}{}^2 \cdot T. \quad (8)$$

При нахождении среднеквадратичного тока используют ряд приемов, с целью определения точности данного метода для расчета электроэнергии. Например, среднеквадратичный ток можно найти по суточному или ступенчатому графику, тогда потери электроэнергии будут определяться по формуле (5), а значит, расчет среднеквадратичного тока по графику нагрузки эквивалентен расчету потерь электроэнергии методом графического интегрирования и имеет те же недостатки.

Наибольшее распространение получил **метод времени наибольших потерь**. Метод основан на замене действительного режима нагрузки на искусственный режим с неизменной наибольшей нагрузкой в течение времени наибольших потерь τ_{max}. Время наибольших потерь – это такое время, в течение которого при пропускании по сети наибольшей неизменной нагрузки получаются те же потери электроэнергии, что и при переменной нагрузке в соответствии с действительным графиком за рассматриваемый период. Для определения численных значений τ_{max} при проектировании удобно использовать статистический показатель графиков нагрузки T_{max} – продолжительность использования максимума нагрузки:

$$\tau_{\max} = (0{,}124 + T_{\max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760. \quad (9)$$

Потери электроэнергии в ВЛ:

$$\Delta W_{ВЛ} = \sum \Delta P_{ВЛ} \cdot \tau. \quad (10)$$

Потери электроэнергии в трансформаторе:

$$\Delta W_{тр} = \sum \Delta P_{хх} \cdot 8760 + \sum \Delta P_{нагр} \cdot \tau. \quad (11)$$

Выводы по разделу 1

По результатам сравнительного анализа для расчета режимов наиболее удобным программным комплексом является RastrWin. В связи с проводимым исследованием реальной части схемы Томской энергосистемы, наиболее подходящими методами снижения потерь электроэнергии являются: регулирование напряжения и компенсация реактивной мощности. Регулирование напряжение осуществляется с помощью РПН трансформаторов в заданный уровень, а компенсация реактивной мощности производится установкой (использованием имеющихся) устройств компенсации реактивной мощности. Для расчета потерь электроэнергии следует использовать метод времени наибольших потерь, так как использование суточного графика нагрузки не обеспечит необходимой точности расчета потерь электроэнергии, а использование реального графика нагрузки для определения потерь электроэнергии очень трудоемкий процесс.

2 Расчет и анализ режимов с учетом мероприятий по снижению потерь

2.1 Технические описание схемы

Источником электроэнергии являются 3 подстанции: «Чажемто», «Володино» и «Мельниково-220», каждая мощностью 63 МВА. Между собой подстанции соединены двухцепными линиями 220 кВ, протяженностью 137,02 и 68,5 км, через подстанцию «Володино». На каждой подстанции установлено по 2 автотрансформатора, типа АТДЦТН-63000/220/110, которые преобразуют напряжение 230 кВ до величины 121 кВ и 11 кВ. Далее по линиям 110 кВ электроэнергия передается к подстанциям, с мощностями 40 МВА, 25 МВА, 16 МВА, 10МВА и 6,3 МВА. На каждой подстанции установлены понижающие трансформаторы, которые преобразуют напряжение 110 кВ до величины 35 и 10,5 кВ. Затем энергия идет к потребителям.

Исследуемая схема представлена на рисунке 1.

Для приведения в соответствие данной схемы результатам контрольных замеров [5], помимо значений мощности нагрузки, представленной в таблице 2.7, необходимо учесть переток электроэнергии с подстанции «Чажемто» на подстанцию «Парабель», полная мощность которого равна 108-j50 МВА, и переток с подстанции «Мельниково-110», который равен -7,1+j3,9 МВА.

Параметры оборудования на подстанциях и данные ВЛ представлены в таблицах 2.1-2.5 [16].

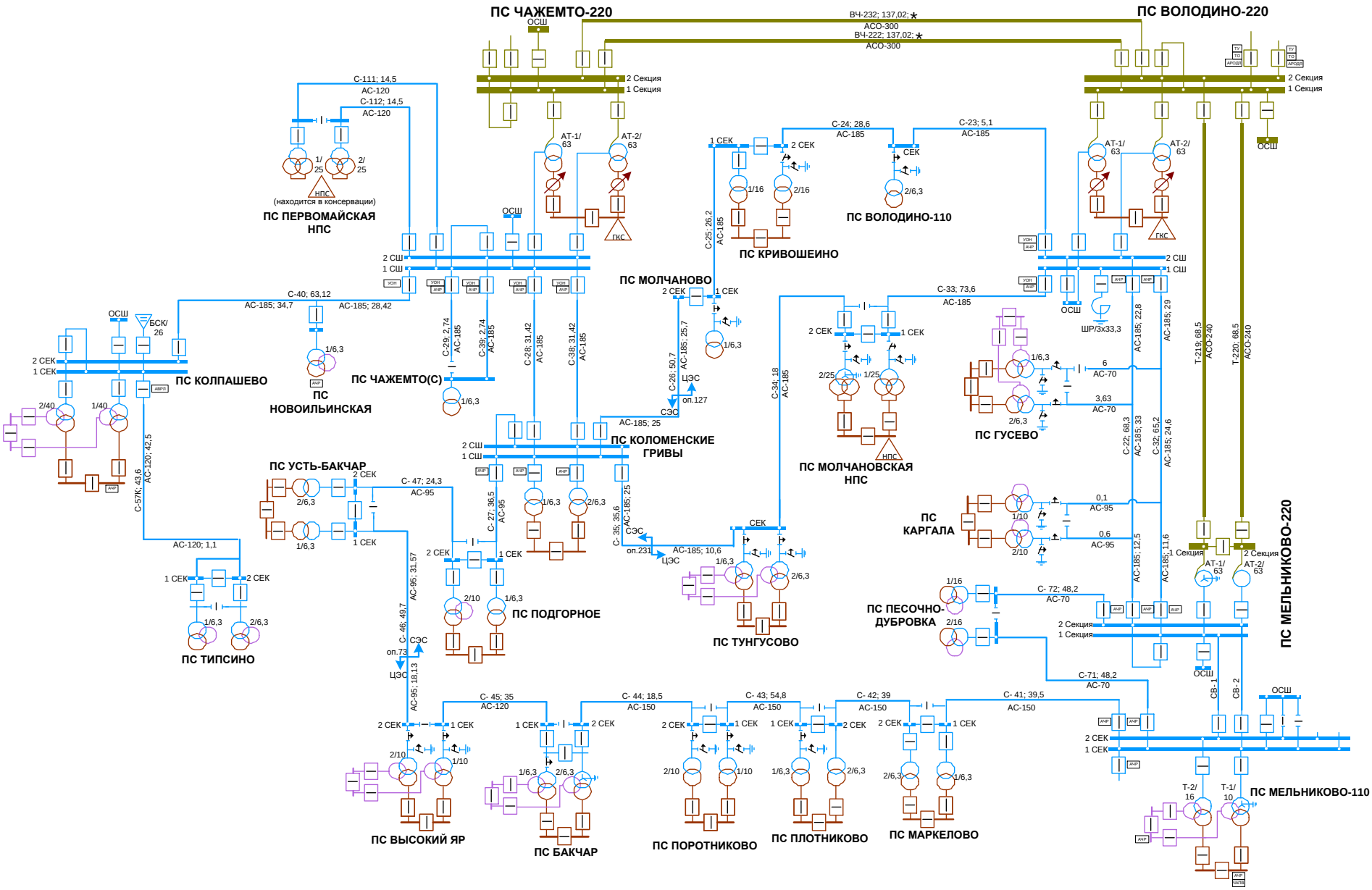

Рисунок 1 – Исходная схема энергосистемы

Таблица 2.1 – Параметры двухобмоточных трансформаторов

Подстанция	Тип	$S_{ном}$	Предел регул.	Паспортные данные		R	X	P_x	Q_x	$\underline{Y}$,
				$U_{НОМ}$ об-моток						
		МВА	$n\times\%$	ВН	НН	Ом	Ом	кВт	кВар	*мкСм*
				кВ	кВ					
Плотниково	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78	115	11	14,7	220,4	11,5	50,4	0,87+j3.81
Плотниково	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78	115	11	14,7	220,4	11,5	50,4	0,87+j3.81
Поротниково	ТДН-10000/110	10	±9×1,78	115	11	7,95	139	14	70	1,059+j5,29
Поротниково	ТДН-10000/110	10	±9×1,78	115	11	7,95	139	14	70	1,059+j5,29
Маркелово	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78	115	11	14,7	220,4	11,5	50,4	0,87+j3.81
Маркелово	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78	115	11	14,7	220,4	11,5	50,4	0,87+j3.81
Молчаново	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78	115	11	14,7	220,4	11,5	50,4	0,87+j3.81
Кривошеино	ТМН-16000/110	16	±9×1,78	115	11	4,38	86,7	19	112	1,47+j3,81
Кривошеино	ТМН-16000/110	16	±9×1,78	115	11	4,38	86,7	19	112	1,47+j3,81
Володино (С)	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78	115	11	14,7	220,4	11,5	50,4	0,87+j3.81
Усть-Бакчар	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78	115	11	14,7	220,4	11,5	50,4	0,87+j3.81
Усть-Бакчар	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78	115	11	14,7	220,4	11,5	50,4	0,87+j3.81
Подгорное	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78	115	11	14,7	220,4	11,5	50,4	0,87+j3.81
Коломенские Гривы	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78	115	11	14,7	220,4	11,5	50,4	0,87+j3.81
Коломенские Гривы	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78	115	11	14,7	220,4	11,5	50,4	0,87+j3.81
Чажемто (С)	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78	115	11	14,7	220,4	11,5	50,4	0,87+j3.81

Таблица 2.2 – Параметры двухобмоточных трансформаторов с расщепленной обмоткой

Подстанция	Тип	$S_{НОМ}$	Предел регул.	Паспортные данные $U_{НОМ}$ обмоток		R	X	P_x	Q_x	$\underline{Y}$,
		МВА	$n\times\%$	ВН	НН	Ом	Ом	кВт	кВар	мкСм
				кВ	кВ					
Молчановская НПС	ТРДН-25000/110	25	±9×1,78	115	10,5	2,54	55,9	27	175	2,04+j13,23
Молчановская НПС	ТРДН-25000/110	25	±9×1,78	115	10,5	2,54	55,9	27	175	2,04+j13,23
Первомайская НПС	ТРДН-25000/110	25	±9×1,78	115	10,5	2,54	55,9	27	175	2,04+j13,23
Первомайская НПС	ТРДН-25000/110	25	±9×1,78	115	10,5	2,54	55,9	27	175	2,04+j13,23

Таблица 2.3 – Параметры трехобмоточных трансформаторов

Подстанция	Количество и тип трансформаторов	Предел регул.	Паспортные данные $U_{НОМ}$ обмоток			R			X			P_x	Q_x	$\underline{Y}$,
		$n\times\%$	ВН	СН	НН	Ом			Ом			кВт	кВар	мкСм
			кВ	кВ	кВ	в н	с н	н н	В н	С	Н н			
Высокий Яр	ТДТН-10000/110	±9х1,78%	115	38,5	11	5	5	5	142,2	0	82,7	17	110	1,28+j8,32
Высокий Яр	ТДТН-10000/110	±9х1,78%	115	38,5	11	5	5	5	142,2	0	82,7	17	110	1,28+j8,32
Бакчар	ТМТН-6300/110	±9х1,78%	115	38,5	11	9,7	9,7	9,7	225,7	0	131,2	14	75,6	1,06+j5,72
Бакчар	ТМТН-6300/110	±9х1,78%	115	38,5	11	9,7	9,7	9,7	225,7	0	131,2	14	75,6	1,06+j5,72
Песочно-Дубровка	ТДТН-16000/110	±9х1,78%	115	38,5	11	2,6	2,6	2,6	88,9	0	52	23	160	1,74+j12,9
Песочно-Дубровка	ТДТН-16000/110	±9х1,78%	115	38,5	11	2,6	2,6	2,6	88,9	0	52	23	160	1,74+j12,9
Каргала	ТДТН-10000/110	±9х1,78%	115	38,5	11	5	5	5	142,2	0	82,7	17	110	1,28+j8,32
Каргала	ТДТН-10000/110	±9х1,78%	115	38,5	11	5	5	5	142,2	0	82,7	17	110	1,28+j8,32
Гусево	ТМТН-6300/110	±9х1,78%	115	38,5	11	9,7	9,7	9,7	225,7	0	131,2	14	75,6	1,06+j5,72
Гусево	ТМТН-6300/110	±9х1,78%	115	38,5	11	9,7	9,7	9,7	225,7	0	131,2	14	75,6	1,06+j5,72
Мельниково	ТДТН-10000/110	±9х1,78%	115	38,5	11	5	5	5	142,2	0	82,7	17	110	1,28+j8,32
Мельниково	ТДТН-16000/110	±9х1,78%	115	38,5	11	2,6	2,6	2,6	88,9	0	52	23	160	1,74+j12,9
Тунгусово	ТМТН-6300/110	±9х1,78%	115	38,5	11	9,7	9,7	9,7	225,7	0	131,2	14	75,6	1,06+j5,72
Тунгусово	ТМТН-6300/110	±9х1,78%	115	38,5	11	9,7	9,7	9,7	225,7	0	131,2	14	75,6	1,06+j5,72
Подгорное	ТДТН-10000/110	±9х1,78%	115	38,5	11	5	5	5	142,2	0	82,7	17	110	1,28+j8,32
Колпашево	ТДТН-40000/110	±9х1,78%	115	38,5	11	0,8	0,8	0,8	35,5	0	22,3	43	240	3,25+j18,5
Колпашево	ТДТН-40000/110	±9х1,78%	115	38,5	11	0,8	0,8	0,8	35,5	0	22,3	43	240	3,25+j18,5
Новоильинская	ТМТН-6300/110	±9х1,78%	115	38,5	11	9,7	9,7	9,7	225,7	0	131,2	14	75,6	1,06+j5,7

Таблица 2.4 – Параметры автотрансформаторов

Подстанция	Количество и тип трансформаторов	Предел регул.	Паспортные данные $U_{НОМ}$ обмоток			R			X			P_x	Q_x	$\underline{Y}$,
		$n\times\%$	ВН кВ	СН кВ	НН кВ	Ом			Ом			кВт	кВар	*мкСм*
						вн	сс	нн	вн	сн	нн			
Володино	АТДЦТН-63000/220/110	±6х1,78%	230	121	11	1,4	1,4	2,8	104	0	195,6	45	315	0,85+j5,95
Володино	АТДЦТН-63000/220/110	±6х1,78%	230	121	11	1,4	1,4	2,8	104	0	195,6	45	315	0,85+j5,95
Чажемто	АТДЦТН-63000/220/110	±6х1,78%	230	121	11	1,4	1,4	2,8	104	0	195,6	45	315	0,85+j5,95
Чажемто	АТДЦТН-63000/220/110	±6х1,78%	230	121	11	1,4	1,4	2,8	104	0	195,6	45	315	0,85+j5,95
Мельниково	АТДЦТН-63000/220/110	±6х1,78%	230	121	11	1,4	1,4	2,8	104	0	195,6	45	315	0,85+j5,95
Мельниково	АТДЦТН-63000/220/110	±6х1,78%	230	121	11	1,4	1,4	2,8	104	0	195,6	45	315	0,85+j5,95

Таблица 2.5 – Параметры ВЛЭП 220 кВ

Название	Тип и длина	$U_{ном}$	r_o	x_o	b_o	$\underline{Z}_{Л}$,	$\underline{Y}_{л}$,
		кВ	Ом/км	Ом/км	мкСм/км	Ом	мкСм
Т-219 Володино-Мельниково 220	АСО 240/32-68,5 км	220	0,118	0,435	2,604	8,08+j29,80	3,82-j178,37
Т-220 Володино-Мельниково 220	АСО 240/32-68,5 км	220	0,118	0,435	2,604	8,08+j29,80	3,82-j178,37
ВЧ-232 Чажемто-Володино	АСО 300/39-137,02 км	220	0,096	0,429	2,645	13,15+j58,7	7,64-j362,42
ВЧ-222 Чажемто-Володино	АСО 300/39-137,02 км	220	0,096	0,429	2,645	13,15+j58,7	7,64-j362,42

Таблица 2.6 – Параметры ВЛЭП 110 кВ

Название	Тип и длина	Uном	r_o	x_o	b_o	$\underline{Z}_Л$	$\underline{Y}_л$
		кВ	Ом/км	Ом/км	мкСм/км	Ом	мкСм
С-39 Чажемто-Чажемто (С)	АС 185/29-2,74 км	110	0,159	0,413	2,747	0,43+j1,13	-j7,53
С-29 Чажемто-Чажемто (С)	АС 185/29-2,74 км	110	0,159	0,413	2,747	0,43+j1,13	-j7,53
С-111 Чажемто-Первомайская НПС	АС 120/19-14,5 км	110	0,244	0,42	2,707	3,54+ j6,09	- j39,25
С-112 Чажемто-Первомайская НПС	АС 120/19-14,5 км	110	0,244	0,42	2,707	3,54+ j6,09	- j39,25
С-40 Чажемто-Колпашево (отр. Чажем-то-отп. Ново-Ильинка)	АС 185/29-28,42 км	110	0,159	0,413	2,747	4,52+ j11,74	- j78,07
С-40 Чажемто-Колпашево (отр. Ново-Ильинка-Колпашево)	АС 185/29-34,7 км	110	0,159	0,413	2,747	5,52+ j14,33	- j95,32
С-57К Колпашево-Типсино	АС 120/19-43,6 км	110	0,244	0,42	2,707	10,64+j18,31	- j118,03
С-38 Чажемто-Коломенские Гривы	АС 185/29-31,42 км	110	0,159	0,413	2,747	5,00+j12,98	- j86,31
С-28 Чажемто-Коломенские Гривы	АС 185/29-31,42 км	110	0,159	0,413	2,747	5,00+j12,98	- j86,31
С-26 Коломенские Гривы-Молчаново	АС 185/29-50,7 км	110	0,159	0,413	2,747	8,06+j20,94	- j139,27
С-25 Молчаново-Кривошеино	АС 185/29-26,2 км	110	0,159	0,413	2,747	4,17+j10,82	- j71,97
С-24 Кривошеино-Володино(С)	АС 185/29-28,6 км	110	0,159	0,413	2,747	4,55+j11,81	- j78,56
С-23 Володино-(С)-Володино	АС 185/29-5,1 км	110	0,159	0,413	2,747	0,81+j2,11	- j14,01
С-35 Коломенские Гривы-Тунгусово	АС 185/29-35,6 км	110	0,159	0,413	2,747	5,66+j14,7	- j97,79
С-34 Тунгусово-Молчановская НПС	АС 185/29-18 км	110	0,159	0,413	2,747	2,86+j7,43	- j49,95
С-29 Чажемто-(С)-Чажемто	АС 185/29-2,74 км	110	0,159	0,413	2,747	0,43+j1,13	- j7,60
С-39 Чажемто-(С)-Чажемто	АС 185/29-2,74 км	110	0,159	0,413	2,747	0,43+j1,13	- j7,60
С-33 Молчановская НПС-Володино	АС 185/29-73,6 км	110	0,159	0,413	2,747	11,70+j30,40	-j202,18
С-27 Коломенские Гривы-Подгорное	АС 95/16-36,5 км	110	0,301	0,434	2,611	10,99+j15,84	-j95,30
С-47 Подгорное-Усть-Бакчар	АС 95/16-24,3 км	110	0,301	0,434	2,611	7,31+j10,55	-j63,45
С-46 Усть-Бакчар-Высокий Яр	АС 95/16-49,7 км	110	0,301	0,434	2,611	14,96+j21,57	-j129,77

Продолжение таблицы 2.6

Название	Тип и длина	$U_{ном}$	r_o	x_o	b_o	$\underline{Z}_{Л,}$	$\underline{Y}_{л}$,
		кВ	Ом/км	Ом/км	мкСм/км	Ом	мкСм
С-45 Высокий Яр-Бакчар	АС 120/19-35км	110	0,244	0,42	2,707	8,54+j14,70	-j94,75
С-44 Бакчар-Поротниково	АС 150/24-18,5 км	110	0,204	0,42	2,707	3,77+j7,77	-j50,08
С-43 Поротниково-Плотниково	АС 150/24-54,8 км	110	0,204	0,42	2,707	11,18+j23,02	-j148,34
С-42 Плотниково-Маркелово	АС 150/24-39 км	110	0,204	0,42	2,707	7,96+j16,38	-j105,57
С-41 Маркелово-Мельниково	АС 150/24-39,5 км	110	0,204	0,42	2,707	8,06+j16,59	-j106,93
С-72 Мельниково 220-Песочно-Дубровка	АС 70/11-48,2 км	110	0,422	0,444	2,547	20,34+j21,40	-j122,77
С-71 Мельниково-Песочно-Дубровка	АС 70/11-48,2 км	110	0,422	0,444	2,547	20,34+j21,40	-j122,77
С-32 Володино-Мельниково 220 (отр.Каргала-Мельниково 220)	АС 185/29-11,6 км	110	0,159	0,413	2,747	1,84+j4,79	-j31,87
С-22 Володино-Мельниково 220 (отр.Каргала-Мельниково 220)	АС 185/29-12,5 км	110	0,159	0,413	2,747	1,99+j5,16	-j34,34
С-32 Володино-Мельниково 220 (отр.Каргала-Каргала)	АС 95/16-0,1 км	110	0,301	0,434	2,611	0,03+j0,04	-j0,26
С-22 Володино-Мельниково 220 (отр.Каргала-Каргала)	АС 95/16-0,6 км	110	0,301	0,434	2,611	0,18+j0,26	-j1,57
С-22 Володино-Мельниково 220 (отр.Гусево-.Каргала)	АС 185/29-33 км	110	0,159	0,413	2,747	5,25+j13,63	-j90,65
С-32 Володино-Мельниково 220 (отр..Гусево-Гусево)	АС 185/29-6 км	110	0,159	0,413	2,747	0,95+j2,48	-j16,48
С-22 Володино-Мельниково 220 (отр..Гусево-Гусево)	АС 185/29-3,63 км	110	0,159	0,413	2,747	0,58+j1,50	-j9,97
С-32 Володино-Мельниково 220 (отр.Гусево-.Каргала)	АС 185/29-24,6 км	110	0,159	0,413	2,747	3,91+j10,16	-j67,57
С-32 Володино-Мельниково 220 (отр.Гусево-.Володино)	АС 185/29-29 км	110	0,159	0,413	2,747	4,61+j11,98	-j57,318
С-22 Володино-Мельниково 220 (отр.Гусево-.Володино)	АС 185/29-22,6 км	110	0,159	0,413	2,747	3,59+j9,33	-j73,55

Таблица 2.7 – Исходные данные нагрузок

№	Название ПС	*U*, кВ	*S* 1-го трансф-ра, МВА	*S* 2-го трансф-ра, МВА
1	Кривошеино	10	1,6+ j0,47	2,15+ j0,64
2	Чажемто (С)	10	2,11+j0,43	-
3	Первомайская НПС	10	0,58+j0,1	0,01+j0,002
4	Новоильинская	35	-	-
		10	0,71+j0,28	-
5	Колпашево	35	2,31+ j0,81	2,34+ j0,65
		10	6,87+ j2,4	8,16+ j2,29
6	Тунгусово	35	0,69+ j0,23	1,04+ j0,34
		10	0,34+ j0,13	0,64+ j0,25
7	Коломенские Гривы	10	0,29+ j0,1	0,52+ j0,25
8	Усть-Бакчар	10	0,08+ j0,05	0,79+ j0,48
9	Подгорное	10	3,1+ j1,2	0,61+ j0,24
10	Высокий Яр	35	0,22+ j0,08	0,64+ j0,21
		10	0,06+ j0,03	0,13+ j0,6
11	Бакчар	35	0,05+ j0,02	0,01+ j0,004
		10	2,24+ j0,83	1,15+ j0,45
12	Поротниково	10	0,19+ j0,09	0,03+ j0,01
13	Плотниково	10	0,23+ j0,11	-
14	Маркелово	10	0,33+ j0,16	0,75+ j0,361
15	Мельниково-110	35	0,65+ j0,31	0,37+ j0,18
		10	2,25+ j0,69	2,43+ j0,76
16	Песочно-Дубровка	35	0,6+ j0,25	0,59+ j0,25
		10	0,15+ j0,07	0,4+ j0,2
17	Каргала	35	-	-
		10	0,31+ j0,15	0,09+ j0,04
18	Гусево	35	0,14+ j0,07	-
		10	0,21+ j0,1	0,15+0,07
19	Володино-110	10	0,83+ j0,4	-
20	Молчановская НПС	10	0,14+ j0,08	0,15+ j0,05
21	Молчаново	10	2,77+ j1,09	-

2.2 Расчет и анализ нормальных режимов

2.2.1 Режим максимальных нагрузок

Для оперативного управления энергосистемой, питаемой от подстанции Володино, необходимо рассчитать возможные режимы данной энергосистемы, с вводом параметров в допустимую область.

Произведём расчёт установившегося режима максимальных нагрузок для схемы района Томской энергосистемы, представленной на рисунке 1.

Ввод параметров в допустимую область сводится к регулированию напряжения на подстанциях. Согласно [17] положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10% номинального или согласованного значения напряжения в течение 100% времени интервала в одну неделю. Расчет производится в программе RastrWin. Входными данными являются значения активных и реактивных нагрузок [18], параметры ЛЭП и трансформаторов. За балансирующий узел принимается узел питания схемы – шины подстанции Володино (с целью получения необходимого значения перетока мощности с подстанции Томская).

Произведя расчёт, а, также проанализировав его, принимаем решение о регулировании напряжения с помощью РПН трансформаторов.

В таблицу 2.8 внесены ответвления РПН трансформаторов, используемые для регулирования напряжения.

Таблица 2.8 – Использованные ответвления

Подстанция	Марка установленного трансформатора	Ответвление
Высокий Яр	ТДТН-10000/110	8
Бакчар	ТМТН-6300/110	9
Новоильинкаская	ТМТН-6300/110	8
П. Дубровка	ТДТН-16000/110	8
Мельниково	ТДТН-10000/110	8
Каргала	ТДТН-10000/110	8
Гусево	ТМТН-6300/110	8

Потери активной мощности в режиме максимальных нагрузок составили 4,59 МВт. Результаты расчета потерь мощности представлены в таблице Л.1. Результаты более подробного расчёта представлены на рисунке А.1.

2.2.2 Режим минимальных нагрузок

Произведём расчёт установившегося режима минимальных нагрузок для данной схемы, а также введём в допустимую область. В режиме минимальных нагрузок значения нагрузки принимаются равными 50% от максимальных.

Произведя расчёт, а, также проанализировав его, принимаем решение о регулировании напряжения с помощью включения шунтирующего реактора на шинах 110 кВ ПС Володино, так как напряжение во всей энергосистеме завышено из-за избытка реактивной мощности. Однако включение шунтирующего реактора на ПС Володино повлекло за собой увеличение потерь мощности. Так как, значения напряжения на некоторых подстанциях больше допустимых, то для поддержания их на необходимом уровне на данных подстанциях необходимо регулирование напряжения с помощью РПН трансформаторов.

В таблицу 2.9 внесены ответвления РПН трансформаторов, используемые для регулирования напряжения.

Таблица 2.9 – Использованные ответвления

Подстанция	Марка установленного трансформатора	Ответвления
Усть-Бакчар	ТМН-6300/110	9
Коломенские Гривы	ТДТН-10000/110	9
Колпашево	ТДТН-40000/110	9
Чажемто (С)	ТМН-6300/110	9

Потери активной мощности в режиме минимальных нагрузок составили 3,12 МВт. Результаты расчета потерь мощности представлены в таблице Л.2.

Результаты более подробного расчёта представлены на рисунке Б.1 в Приложении Б.

2.3 Расчет послеаварийных режимов максимальных нагрузок

Для создания послеаварийной ситуации необходимо отключить один из наиболее нагруженных элементов в энергосистеме. Исходя из результатов расчета, наиболее загруженными оказались линии: ВЧ-222, ВЧ-232, Т-219, Т-220, С-40, С-23; автотрансформаторы ПС Володино-220, ПС Чажемто-220, ПС Мельниково-220, и трехобмоточный трансформатор ПС Колпашево. Отключение С-40 приведет к недоотпуску электроэнергии на ПС Колпашево, ПС Новоильинская, и не повлияет на надежность оставшейся части энергосистемы. Аналогично, отключение трансформатора ПС Колпашево – приведет к недоотпуску электроэнергии на ПС Колпашево, и не повлияет на надежность оставшейся части энергосистемы. Так как линии ВЧ-222 и ВЧ-232 параллельны и имеют одинаковые параметры, для получения результатов послеаварийного режима выхода из строя любой из данных линий, достаточно рассмотреть отказ любой из них. Отключение одного автотрансформатора на ПС Мельниково-220 приведет к результату, аналогичному отключению линий Т-219 или Т-220. Следовательно, необходимо рассмотреть послеаварийные ситуации на линиях: ВЧ-222, Т-219, С-23 и на автотрансформаторах: ПС Володино-220, ПС Чажемто-220.

2.3.1 Отключение цепи линии 220 кВ ВЧ-232 Чажемто-Володино

Для этого отключим ЛЭП, которая соединяет подстанции Чажемто и Володино. Отключение данной линии повлекло за собой незначительное падение напряжения по энергосистеме в целом. Потери активной мощности в данном послеаварийном режиме составили 5,19 МВт. Результаты расчета потерь мощности при отключении линии ВЧ-232 представлены в таблице Л.3 в Приложении Л.

Результаты расчета послеаварийного режима при отключении линии ВЧ-232 представлены на рисунке В.1 в Приложении В.

2.3.2 Отключение цепи линии 220 кВ Т-219 Володино - Мельниково

Для создания послеаварийной ситуации отключим другую линию электропередач напряжением 220 кВ в энергосистеме. Данная ЛЭП соединяет подстанции Володино и Мельниково 220.

Произведем расчет с вводом параметров в допустимую область.

Как видно из результатов расчета, отключение цепи линии 220 кВ Т-219 не привело к значительным изменениям напряжения в энергосистеме, из-за не большого значения передаваемой мощности.

Потери активной мощности в данном послеаварийном режиме составили 3,28 МВт. Результаты расчета потерь мощности при отключении линии Т-219 представлены в таблице Л.4 в Приложении Л.

Результаты более подробного расчёта представлены на рисунке Г.1 в Приложении Г.

2.3.3 Отключение цепи линии 110 кВ С-23 между подстанциями Володино-220 и Володино-110

Для создания послеаварийной ситуации отключим одну из наиболее нагруженных линий электропередач напряжением 110 кВ в энергосистеме. Данная ЛЭП соединяет подстанции Володино-220 и Володино-110.

Произведем расчет с вводом параметров в допустимую область.

Из результатов расчета видно, что при отключении данной линии, переток мощности на ПС Коломенские Гривы по стороне 110 кВ осуществляется через линию С-33, без значительного снижения напряжения. Потери активной мощности в данном послеаварийном режиме составили 3,73 МВт. Результаты расчета потерь мощности при отключении линии С-23 представлены в таблице Л.5 в Приложении Л.

Результаты более подробного расчёта представлены на рисунке Д.1 в Приложении Д.

2.3.4 Отключение автотрансформатора на ПС Володино-220

Для создания послеаварийной ситуации отключим один из автотрансформаторов на подстанции Володино-220.

Произведем расчет с вводом параметров в допустимую область.

Потери активной мощности в данном послеаварийном режиме составили 3,3 МВт. Результаты расчета потерь мощности при отключении АТ ПС Володино-220 представлены в таблице Л.6 в Приложении Л.

Результаты более подробного расчёта представлены на рисунке Е.1 в Приложении Е.

2.3.5 Отключения автотрансформатора на ПС Чажемто-220

Для создания послеаварийной ситуации отключим один из автотрансформаторов на подстанции Чажемто-220.

Произведем расчет с вводом параметров в допустимую область.

Как видно из результатов расчета, отключение автотрансформатора на ПС Чажемто не привело к существенным изменениям в энергосистеме и не требуется регулирования напряжения.

Потери активной мощности в данном послеаварийном режиме составили 3,35 МВт. Результаты расчета потерь мощности при отключении АТ ПС Чажемто-220 представлены в таблице Л.7 в Приложении Л.

Результаты расчета потерь послеаварийных режимов представлены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Результаты расчета потерь мощности впослеаварийных режимах

Послеаварийный режим	dP,МВт	Доля от режима,%
Отключение цепи линии 220 кВ ВЧ-232	5,19	3,32
Отключение цепи линии 220 кВ Т-220	3,28	2,09
Отключение цепи линии 110 кВ С-28	3,73	2,38
Отключение автотрансформатора на ПС Володино	3,3	2,11
Отключение автотрансформатора на ПС Чажемто	3,35	2,12

Результаты более подробного расчёта режима представлены на рисунке Ж.1 в Приложении Ж.

Анализируя полученные результаты, можно сказать, что в целом, при отключении тех или иных элементов схемы, в энергосистеме не происходит значительных изменений. Из этого можно сделать вывод о том, что данная энергосистема обладает хорошей надежностью и может нормально работать, даже после вывода из рабочего состояния некоторых элементов.

Стоит отметить, что в послеаварийном режиме при отключении линии ВЧ-232, наблюдаются наибольшие потери мощности и составляют 5,19 МВт.

2.4 Расчет потерь электроэнергии. Мероприятия по снижению потерь мощности и электроэнергии

Для определения потерь электроэнергии используется метод времени наибольших потерь.

Число часов максимума нагрузки T_{max} = 6501ч, [19]. Потери мощности холостого хода в обмотках трансформатора относятся к постоянным потерям и определяются справочным данным, приведенным в таблицах 2.1-2.4. Так как в данной схеме, в основном, предусмотрена раздельная работа секций, то трансформаторы не работают на одну нагрузку параллельно. Автотрансформаторы на каждой подстанции работают параллельно, соответственно суммарные потери мощности параллельно работающих автотрансформаторов определяются согласно (4). Для определения суммарных потерь мощности холостого хода необходимо сложить соответствующие значения потерь во всех трансформаторах. Суммарные потери мощности холостого хода составляют: $\sum \Delta P_{xx}$=925,5 кВт. Нагрузочные потери мощности в обмотках трансформатора и потери мощности в ВЛ относятся к переменным потерям, а значения данных потерь мощности определяются по результатам расчета режима в ПК RastrWin3, которые приведены в таблице Л.1. Соответственно, переменные потери мощности в об-

мотках трансформатора составили: $\sum \Delta P_{нагр}$ =157,32 кВт, а потери мощности в линии: $\sum \Delta P_{ВЛ}$ =3507,11 кВт.

1. Количество передаваемой по линии мощности и потерь активной мощности (из расчета режима максимальных нагрузок в ПК RastrWin3): $P_{\max}$ = 160,3 МВтч.

2. Количество передаваемой за год энергии:

$$W_{\text{год}} = P_{\max} \cdot T_{\max} = 160,3 \cdot 6501 = 1042110300 \,\text{кВт} \cdot \text{ч}. \qquad (12)$$

3. Годовые потери электроэнергии:

Для трансформаторов потери электроэнергии, согласно выражению (11), составляют:

$$\Delta W_{тр} = \sum \Delta P_{xx} \cdot 8760 + \sum \Delta P_{нагр} \cdot \tau = 925,5 \cdot 8760 + 157,32 \cdot 5249 = 8933152,68 \,\text{кВт} \cdot \text{ч}, \qquad (13)$$

где $\tau = (0,124 + T_{\max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 6501 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 5249$ ч.

Для ЛЭП потери электронергии вычислим по выражениию (10):

$$\Delta W_{ВЛ} = \sum \Delta P_{ВЛ} \cdot \tau = 3507,11 \cdot 5249 = 418408820,39 \,\text{кВт} \cdot \text{ч}; \qquad (14)$$

$$\Delta W_{\text{год}} = \Delta W_{ВЛ} + \Delta W_{тр} = 418408820,39 + 8933152,68 = 27341973,07 \,\text{кВт} \cdot \text{ч}. \qquad (15)$$

Доля потерь электроэнергии составляет 2,59 % от передаваемой. Для снижения потерь мощности и электроэнергии наиболее целесообразна установка двух шунтирующих реакторов типа РТУ-25000/220 на ПС Чажемто-220, с целью компенсации избытка реактивной мощности с ПС Парабель. Исходя из результатов расчета, произошло снижение условно переменных потерь мощности на 678,6 кВт. Годовые потери электроэнергии, в данном случае, составляют:

1. Количество передаваемой за год энергии:

$$W_{\text{год}} = P_{\max} \cdot T_{\max} = 160 \cdot 6501 = 1040160000 \,\text{кВт} \cdot \text{ч}. \qquad (16)$$

2. Годовые потери электроэнергии:

Для трансформаторов, при условии, что суммарные потери холостого хода $\sum \Delta P_{\text{хх}}$ =925,5 кВт, а переменные потери мощности в обмотках трансформатора $\sum \Delta P_{тр}$ =119,69 кВт, согласно выражению (11), составляют:

$$\Delta W_{тр} = \sum \Delta P_{хх} \cdot 8760 + \sum \Delta P_{нагр} \cdot \tau = \\ = 892 \cdot 8760 + 119,69 \cdot 5249 = 8442172,81 \text{ кВт} \cdot \text{ч}. \quad (17)$$

где $\tau = 5249$ ч.

Так как потери в линии $\sum \Delta P_{\text{ВЛ}}$ =2866,17 кВт, вычислим потери энергии в ЛЭП по выражению (10):

$$\Delta W_{ВЛ} = \sum \Delta P_{ВЛ} \cdot \tau = 2866,17 \cdot 5249 = 15044526,3 \text{кВт} \cdot \text{ч}; \quad (18)$$

$$\Delta W_{\text{год}} = \Delta W_{ВЛ} + \Delta W_{тр} = \\ = 15044526,3 + 8442172,81 = 23486699,14 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \quad (19)$$

Доля потерь электроэнергии составляет 2,22 % от передаваемой, что говорит о эффективности используемого метода.

Более подробные расчеты представлены в приложении К.

Заключение по разделу 2

Исходя из результатов расчета, выбранный участок схемы обладает высокой надежностью, так как электроснабжение потребителей осуществляется даже в послеаварийных режимах с достаточно высоким качеством электроэнергии. Анализ потерь электроэнергии показал, что потери на выбранном участке энергосистемы не превышают допустимых 4,51 % согласно [20]. Однако, установкой шунтирующего реактора на шинах ПС Чажемто-220, можно добиться снижения потерь мощности на 18%, что приведет к снижению потерь электроэнергии на 13% от первоначального значения, что говорит об эффективности использования ШР в качестве средства по снижению потерь электроэнергии.

3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является определение перспективности и успешности научно-технического исследования (НТИ), разработка механизма управления и сопровождения конкретных проектных решений на этапе реализации.

Аварии в элементах энергосистемы, а также потери электроэнергии являются причиной дефицита мощности и, как следствие, недоотпуска электроэнергии, что в свою очередь приводит к значительному финансовому ущербу. Анализ режимов энергосистемы дает информацию о параметрах режимов, о наиболее слабых местах в энергосистеме, что необходимо для своевременного принятия мер по предотвращению аварий, проведения мероприятий по снижению потерь и уменьшению недоотпуска электроэнергии.

Поскольку проблема эффективного и надежного функционирования ЕЭС России весьма актуальна, необходимо не только знать полную информацию о состоянии системы в настоящий момент, но и проанализировать все эксплуатационные режимы еще на стадии проектирования [5, 16].

Результаты данной работы необходимы для следующих компаний: ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС», а также для различных как энергетических, так и проектировочных компаний.

3.1 Оценка коммерческого потенциала, перспективности и научного уровня проведения НТИ

3.1.1 Оценка научного уровня исследования

Количественная оценка научного или научно-технического уровня может быть произведена путем расчета результативности участников разработки по формуле:

$$К_{ну} = \sum_{i=1}^{n} (К_{дуi} \cdot d_i) \quad (20)$$

где $К_{ну}$ – коэффициент научного или научно-технического уровня;

$К_{дуi}$ – коэффициент достигнутого уровня i-го фактора;

d_i – значимость i-го фактора;

n – количество факторов.

Результаты расчетов занесем в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Оценка научного уровня разработки

Показатели	Значимость показателя	Достигнутый уровень	Значение i-го фактора
	d_i	$К_{дуi}$	$К_{дуi} \cdot d_i$
1 Новизна полученных или предполагаемых результатов	0,3	0,3	0,09
2 Перспективность использования результатов	0,3	0,2	0,06
3 Завершенность полученных результатов	0,2	1	0,2
4 Масштаб возможной реализации полученных результатов	0,2	0,5	0,1
Результативность	$К_{ну} = \sum(К_{дуi} \cdot d_i) = 0,45$		

Новизна полученных или предполагаемых результатов: данная исследовательская работа не производилась ранее для аналогичного участка схемы.

Перспективность использования результатов: результаты данной работы возможно использовать в будущем, в связи с медленным развитием данного региона в сфере энергетики.

Завершенность полученных результатов: полученные результаты не требуют доработки и усовершенствований.

Масштаб возможной реализации полученных результатов: результаты работы, возможно, применить на более обширную энергосистему.

3.1.2 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения НТИ

Проведем SWOT-анализ НТИ позволяющий оценить факторы и явления, способствующие или препятствующие продвижению его на рынок. Для анализа проекта составлена таблица.

Данный этап работы заключается в описании сильных и слабых сторон НТИ, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде [21].

Таблица 3.2 – SWOT-анализ проекта

Сильные стороны	Возможности во внешней среде
С1. Новизна разработки; С2. Простота методики расчета режимов; С3. Результаты данной работы можно применить для более обширной энергосистемы С4. Не требует дополнительного обучения для персонала; С5. Заявленная экономичность технологии.	В1. Возможность применения в практических расчетах для расчета более обширной энергосистемы; В2. Возможность применения для обучения студентов; В3. Возможность адаптации проекта под другие части энергосистемы.
Слабые стороны	Угрозы внешней среды
Сл1. Проект рассчитан на конкретную энергосистему и без доработки труднопременим к другим энергосистемам или их частям.	У1. Возможность создание более доступного в цене проекта; У2. Ограниченный спрос на проект.

Из таблицы 3.2 видно, что сильные стороны преобладают над слабыми. Причем слабая сторона проекта может быть компенсирована его возможностями во внешней среде, а именно: возможностью применения в практических расчетах, с целью расчета режимов более крупной части энергосистемы, а также, возможностью доработки и адаптации проекта под другие участки энергосистемы. Следовательно, данный проект удовлетворяет предъявляемым к нему требованиям.

3.2 Планирование работ по НТИ

3.2.1 Организация и планирование исследования

Для выполнения работы собирается рабочая группа из двух человек, в которую входят руководитель проекта (РП) и инженер службы режимов (ИСР). Далее составляется поэтапный перечень всех необходимых работ, выбирается оптимальное время их исполнения в рабочих днях и количество задействованных в работе человек. Результаты проделанной работы занесены в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 – Этапы работ

№	Описание работы	Исполнитель
1	Разработка технического задания	РП
2	Подготовка рабочего места и программного обеспечения, закупка материалов	РП, ИСР
3	Составление плана расчета и подготовка литературы и справочных данных	РП, ИСР
4	Анализ величины спроса потребителей на электроэнергию	ИСР
5	Определение метода, подготовка необходимых данных для проведения расчетов по выбранному методу	ИСР
6	Моделирование режимов работы	ИСР
7	Оценка пропускной способности ВЛ	ИСР
8	Описание и анализ задач и методов оптимизации режимов электрических сетей	ИСР
9	Оптимизация режимов с обоснованием выбранных методов	ИСР
10	Подготовка отчетов и записок по проекту	РП, ИСР
11	Подготовка комплекта документации, сдача проекта	РП, ИСР

3.2.2 Линейное планирование

Трудовые затраты в большинстве случаях образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях. Для расчёта ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожi}$ используется следующая формула:

$$t_{\text{ожі}} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5}, \tag{21}$$

где $t_{ож\,i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i-ой работы чел.-дн.;

$t_{\min\ i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i-ой работы, чел.-дн.;

$t_{\min\ i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i-ой работы, чел.-дн.

Исходя из расчетов трудоемкости работ, определяется время выполнения каждой i-ой работы по формуле:

$$T_{\text{р}i} = \frac{t_{\text{ожі}}}{\text{Ч}_i}, \tag{22}$$

где $T_{\text{р}i}$ – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ож\,i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.

Ч_i – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Для примера расчета, рассчитаем ожидаемую трудоемкость и продолжительность работы №1 согласно (21) и (22):

$$t_{\text{ожі}} = \frac{3 \cdot 2 + 2 \cdot 4}{5} = 2{,}8; \tag{23}$$

$$T_{\text{р}_i} = \frac{2{,}8}{1} = 2{,}8 \approx 3. \tag{24}$$

В таблице 3.4 представлен календарный график работ.

Также был построен календарный план-график проведения работы. Данный календарный план-график представлен на рисунках М1-М2 в приложении М.

Таблица 3.4 – Календарный график

Название Работы	Трудоёмкость работ			Численность исполнителей $Ч_i$	Длительность работ в рабочих днях T_{pi}
	t_{min}, чел-дни	t_{max}, чел-дни	$t_{ожi}$, чел-дни		
Разработка технического задания	2	4	2,8	1	3
Подготовка рабочего места и программного обеспечения, закупка материалов	3	5	3,8	2	2
Составление плана расчета и подготовка литературы и справочных данных	6	8	6,8	2	7
Анализ величины спроса потребителей на электроэнергию	3	5	3,8	2	4
Определение метода, подготовка необходимых данных для проведения расчетов по выбранному методу	8	14	10,4	1	11
Моделирование режимов работы	10	14	11,6	1	12
Оценка пропускной способности ВЛ	3	7	4,6	1	5
Описание и анализ задач по моделированию мероприятий по снижению потерь	8	14	10,4	1	11
Моделирование мероприятий по снижению потерь	7	10	8,2	1	9
Подготовка отчетов и записок по проекту	14	20	16,4	2	9
Подготовка комплекта документации, сдача проекта	6	11	8	2	4

Вывод: Из результатов организации и планирования НИР следует, что для реализации проекта необходимо два исполнителя – руководитель и инженер службы режима. Руководитель занимается организационными вопросами, контролем и проверкой расчетов, суммарная длительность работ для него состав-

ляет 25 рабочих дней. Инженер службы режимов выполняет непосредственно расчеты, длительность работ для него составляет 74 дня. На выполнение всего проекта исполнителям потребуется 77 рабочих дней.

3.3 Формирование бюджета научно-технического исследования

Согласно [22], при формировании бюджета учитываются следующие группы затрат:

1) материальные затраты;

2) затраты на оплату труда;

3) отчисления во внебюджетные страховые фонды;

4) амортизация;

5) накладные расходы.

3.3.1 Расчет материальных затрат

В пункте «Материальные затраты» отражается стоимость приобретенных материалов, которые являются необходимыми компонентами при проведении исследовательских работ.

Материальные затраты сведены в таблицу 3.5.

Таблица 3.5 – Канцелярские расходы

№	Наименование изделия	Количество (ед. штук, упаковок)	Цена единицы изделия, руб.	Общая стоимость изделия, руб.
1	Карандаши	4	30	120
2	Ручки	4	50	200
3	Бумага для печати	3	250	750
4	Скобы для степлера	4	25	100
Итого:	1170 руб.			

3.3.2 Расчет затрат на оборудование

В данную статью включены все затраты, связанные с приобретением специального оборудования, необходимого для проведения работ по конкретной теме. Так как данный проект выполняется на базе производственного помещения с двумя компьютерами принтером и предустановленным программным обеспечением, то необходимо посчитать амортизацию средств на проведение исследования.

Расчет амортизации проводился следующим образом:

$$H_A = \frac{1}{n} = \frac{1}{5} = 0,2, \quad (25)$$

где H_A – норма амортизации;

n – срок полезного использования в количествах лет;

$$A = \frac{H_A И}{12} \cdot m = \frac{0,2 \cdot 160,6}{12} \cdot 4 = 10,7 \, тыс.руб, \quad (26)$$

где $И$ – итоговая сумма в тыс.руб.;

m – время использования в месяцах;

Все затраты на оборудование занесены в таблицу 3.6

Таблица 3.6 – Затраты на оборудование

№	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб.
1	Компьютер	2	35	70
2	Принтер лазерный	1	10	10
3	Программное обеспечение Microsoft Visio 2013	2	11,4	23,8
4	Программное обеспечение Microsoft Office 2013	2	14,9	30,8
5	ПК RastrWin 3	1	26	26
Итого:				160,6 тыс. руб.
Амортизация:				10,7 тыс. руб.

3.3.3 Затраты на оплату труда

Расходы по оплате труда определяются исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов.

Дополнительная заработная плата исполнителей равна 12 % от основной заработной платы, а также зарплата зависит от географического места работы.

$$З_{ЗП}=(З_{осн}+З_{доп})\cdot 1,3 \quad (27)$$

где $З_{осн}$ – основная заработная плата;

$З_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12 % от $З_{осн}$);

1,3 – районный коэффициент для г. Томска.

Расчет заработной платы представлен в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Расчет заработной платы

Исполнители	N дней, дн	Оклад, руб	Доплаты премии, руб.	$З_{мес}$, руб./мес.	$З_{день}$, руб./день.	$З_{осн}$, руб.	Здоп, руб	$З_{зп}$, Руб
Р	25	23000	9,2	41860	1900	47570	5710	53280
ИСР	74	17000	5,1	28730	1310	96640	11600	108230
Итого $З_{зп}$		161510 рублей						

3.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды

Отчисления во внебюджетные фонды - это обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Отчисления во внебюджетные фонды определяются по следующей формуле:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot З_{зп} \quad (28)$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

В соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%.

Итого по отчислениям во внебюджетные фонды, согласно (28):

$$З_{внеб} = 161,51 \cdot 0,3 = 48,45 \text{ тыс.руб.} \quad (29)$$

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнители	$З_{зп}$, руб.	$З_{внеб}$, руб.
Проектировщик	53280	15980
Научный руководитель	108230	32470
Итого:		48450

3.3.5 Накладные расходы

Согласно [23], к элементу «Накладные расходы» относятся налоги, сборы, платежи по обязательному страхованию имущества, платежи за предельно допустимые выбросы загрязняющих веществ; вознаграждения за изобретения и рационализаторские предложения; затраты на командировки; плата сторонним организациям за пожарную и сторожевую охрану; за подготовку кадров; оплата услуг связи, вычислительных центров, банков; плата за аренду; представительские расходы; затраты на ремонт. И принимаются на уровне 16 % от затрат на осуществление технического проекта.

Величина накладных расходов определяется по следующей формуле:

$$З_{накл} = З_{ТП} \cdot k_{нр} \quad (30)$$

где $k_{нр}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы;

$З_{ТП}$ – затраты на технический проект.

3.3.6 Формирование сметы бюджета затрат

Смета бюджета затрат отражает сумму средств необходимых для конкретного пункта проекта.

Смета бюджета затрат представлена в таблице 3.9 и на рисунке Н.1 в приложении Н.

Таблица 3.9 – Смета бюджета затрат

Наименование статьи	Сумма, руб.	Структура, %
1 Материальные затраты	1170	0,4
2 Затраты на оплату труда исполнителей	168510	61,9
3 Отчисления во внебюджетные фонды	48450	17,8
4 Амортизация	10720	3,9
5 Накладные расходы	43590	16
Бюджет затрат	272440	100

Общая сумма расходов на осуществление технического проекта – 272440 руб. Наибольшие расходы приходятся на затраты на оплату труда (61,9 % от всей суммы).

3.4 Определение ресурсоффективности НТИ

Определение ресурсоффективности технического НТИ можно оценить с помощью интегрального критерия ресурсоффективности [24]:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i \qquad (31)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

b_i – балльная оценка разработки, устанавливаем экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Для нормального функционирования данного проекта необходимо принять ряд критериев. В данном случае выбираем следующие:

1. Надежность – соответствие расчетов реальным состояниям, связанным с бесперебойным снабжением потребителей электроэнергией надлежащего качества;

2. Гибкость – способность проекта реагировать на изменение условий, в данном случае система электроснабжения должна быть рассчитана на «рост» в случае необходимости расширения предприятия и должна допускать легкое приспособление к изменению технологических процессов;

3. Адаптивность – возможность приспособить данный проект под другие условия, другую часть энергосистемы и т.д.

4. Простота эксплуатации – проект должен быть выполнен с обеспечением рационального расположения элементов, ясностью и простотой схемы, с целью создания условий для работы с проектом персонала средней квалификации;

5. Экономичность – проект должен быть выполнен таким образом, чтобы затраты на его создание, эксплуатацию и развитие были минимальными при условии соблюдения требований гибкости, безопасности и надежности.

После выбора критериев оцениваем их по 5-и бальной шкале и определяем интегральный показатель, с помощью которого делаем вывод об эффективности использования технического проекта.

Оценочные критерии для расчета интегрального показателя ресурсоффективности приведены в таблице 3.10.

Таблица 3.10 – Оценочные критерии проекта

Критерии	Весовой коэффициент	Балльная оценка разработки
1 Надежность	0,25	5
2 Гибкость	0,20	4
3 Адаптивность	0,10	2
4 Простота эксплуатации	0,20	5
5 Экономичность	0,25	4
Итого:	1,00	

Расчет интегрального показателя ресурсоффективности по (31):

$$I_{pi} = 0,25 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 + 0,1 \cdot 2 + 0,2 \cdot 5 + 0,25 \cdot 5 = 4,25 \qquad (32)$$

По 5-балльной шкале показатель ресурсоффективности НТИ имеет достаточно высокое значение, что говорит об эффективности использования технического проекта.

Выводы по разделу 3

Проведя анализ данного раздела, была получена оценка научного уровня и произведено планирование научно-исследовательской работы.

Результаты данного исследования могут быть использованы для проведения более масштабных научно-исследовательских работ, а также быть использованы различными проектными фирмами, занимающихся работой с режимами энергосистем. Данная работа может быть опубликована и использоваться для облегчения расчета режимов энергосистем. За счет проведения исследования на базе помещения с необходимыми средствами для расчета экономится значительная часть финансовых ресурсов. В итоге затраты исследования составили 272440 рублей. Это позволяет утверждать, что данное исследование эффективно, так как средняя цена проведения анализа в данной области гораздо выше. Проведение SWOT-анализа и определение ресурсоффективности показало, что проект удовлетворяет предъявляемым к нему требованиям, а также эффективности его использования.

4 Социальная ответственность

Для эффективной эксплуатации оборудования и обеспечения высокого качества электроэнергии у потребителей необходимо оценить условия, в которых будет работать электрическая сеть. Расчет режимов электрической сети дает возможность установить допустимость анализируемого режима при передаче по сети данных мощностей, при подключении новых и отключении действующих элементов сети. Устойчивая и надежная работа электроэнергетического оборудования электрической сети обеспечивает минимальные потери электроэнергии, а также вероятности возникновения аварийных ситуаций, и, следовательно, минимальные финансовые потери [5,16].

В процессе любой трудовой деятельности, каждый человек, вовлечённый в эту деятельность, подвергается воздействию целого комплекса производственных факторов. В свою очередь, эти факторы способны влиять на здоровье человека. Совокупность всех факторов, влияющих на здоровье человека, называется условиями труда.

Реальные условия труда характеризуются различными вредными и опасными факторами. Зачастую, между опасными и вредными факторами не существует чёткой границы, каждый фактор может рано или поздно привести к потере здоровья или к несчастному случаю.

В данном разделе будут представлены опасные и вредные факторы, а также меры по ограничению их воздействия на людей. Будут проанализированы вопросы по охране окружающей среды, а также рассмотрены правовые и организационные вопросы по обеспечению безопасности жизнедеятельности.

4.1 Анализ выявленных вредных факторов производственной среды

Основное рабочее место инженера службы режимов располагается в производственном помещении. Работа производится с использованием персонального компьютера (ПК).

К вредным факторам при работе с компьютером можно отнести:

1. Повышенный уровень электромагнитного излучения.
2. Не соответствующий уровень освещенности над рабочей поверхностью.
3. Повышенный уровень шума.
4. Микроклимат: температура, относительная влажность, средняя скорость движения воздуха, интенсивность теплового излучения.
5. Чрезмерное напряжение зрения и внимания, монотонность труда.

К опасным факторам можно отнести поражение статическим электричеством и поражение электрическим током, пожар.

Все эти и многие другие факторы могут оказать большой вред здоровью человека, поэтому очень важно, чтобы они не нарушали своих пределов. Работая за компьютером, люди могут не осознавать, насколько их рабочее место не соответствует нормам. Далее рассмотрим их подробнее.

4.1.1 Повышенный уровень электромагнитного излучения

Как правило, самыми опасными источниками электромагнитного излучения являются те, действие которых является наиболее продолжительными на организм человека, в нашем случае это ПК. У стандартного компьютера с жидкокристаллическим монитором – это системный блок.

Параметры электромагнитных излучений на рабочем месте пользователя ПК и величина электростатического потенциала не должны превышать значений, установленных [25]. Требования к электромагнитным полям приведены в табл. 4.1.

Таблица 4.1 – Допустимые значения параметров неионизирующих электромагнитных излучений

Наименование параметров		ВДУ
Напряженность электрического поля	в диапазоне частот 5 Гц - 2 кГц	25 В/м
	в диапазоне частот 2 кГц - 400 кГц	2,5 В/м
Плотность магнитного потока	в диапазоне частот 5 Гц - 2 кГц	250 нТл
	в диапазоне частот 2 кГц - 400 кГц	25 нТл
Напряженность электростатического поля		15 кВ/м

Воздействие электромагнитного излучения приводит к заболеваниям органов зрения, болезни сердечнососудистой системы и кожных заболеваний.

Ослабление мощности электромагнитного поля на рабочем месте, в частности в производственном помещении, достигается путём увеличения расстояния между источником излучения и рабочим местом, установкой отражающих или поглощающих экранов между источником и рабочим местом, размещение токоведущих элементов аппаратов и устройств в ферромагнитные оболочки кожухи.

4.1.2 Освещение

Недостаточное освещение рабочего места затрудняет длительную работу, вызывает утомление и способствует развитию близорукости. Слишком низкие уровни освещенности вызывают апатию и сонливость, способствуют развитию чувства тревоги. Длительное пребывание в условиях недостаточного освещения сопровождаются снижением интенсивности обмена веществ в организме и ослаблением его реактивности. К таким же последствиям приводит длительное пребывание в световой среде с ограниченным спектральным составом света и монотонным режимом освещения.

Излишне яркий свет слепит, снижает зрительные функции, приводит к перевозбуждению нервной системы, уменьшает работоспособность, нарушает механизм сумеречного зрения.

Для обеспечения наиболее благоприятных условий для работы принято нормировать минимальную освещенность в зависимости от характеристики зрительной работы, наименьшего размера объекта различения, фона контраста объекта с фоном.

На рабочем месте диспетчера при работе с компьютером должно быть естественное и искусственное освещение. Естественное освещение обеспечивается через оконные проемы с коэффициентом естественного освещения КЕО не ниже 1,2% . Световой поток из оконного проема должен падать на рабочее место оператора с левой стороны.

Освещенность на поверхности стола в зоне размещения документа должна быть 300-500 лк. Допускается установка светильников местного освещения для подсветки документов при условии, что оно создает бликов на поверхности экрана и не увеличивает освещенность экрана более 300 лк.

Яркость бликов на экране монитора не должна превышать 40 кд/м^2. Соотношение яркости между рабочими поверхностями не должно превышать 3:1 – 5:1, а между рабочими поверхностями и поверхностями стен и оборудования 10:1.

Для искусственного освещения помещений с персональными компьютерами следует применять светильники типа ЛПО36, укомплектованные высокочастотными пускорегулирующими аппаратами. Допускается применять светильники прямого света, преимущественно отраженного света с люминесцентными лампами типа ЛБ. Светильники должны располагаться в виде сплошных или прерывистых линий сбоку от рабочих мест параллельно линии зрения пользователя при разном расположении компьютеров [26].

Для обеспечения нормативных значений освещенности в помещениях следует проводить чистку стекол оконных проемов и светильников не реже двух раз в год и проводить своевременную замену перегоревших ламп.

4.1.3 Шум

Уровни шума на рабочих местах пользователей ПК не должны превышать значений, установленных [27].

Источниками шума на рабочих местах с ЭВМ являются шумные агрегаты вычислительных машин (принтеры и т.п.), установки кондиционирования воздуха, преобразователи напряжения и другое оборудование. Уровень шума на основных рабочих местах не должен превышать 50 дБА.

Снижение шума, создаваемого на рабочих местах внутренними источниками, а также шума, проникающего извне, осуществляется следующими методами:

- уменьшением шума в источнике;
- рациональной планировкой помещения;
- уменьшением шума на пути его распространения (звукоизоляция, звукопоглощение).

Наиболее рациональной мерой является применение менее шумного оборудования. Например, замена струйного принтера на лазерный. Если уровни шума от печатающего оборудования превышают нормированные, оно должно быть расположено вне помещения с ПК.

Дополнительными мерами по шумопоглащению может быть использование звукопоглощающих материалов с максимальными коэффициентами звукопоглощения в области частот 63 — 8000 Гц для отделки помещений.

4.1.4 Микроклимат

Микроклиматические параметры, такие как температура, относительная влажность и скорость движения воздуха в помещении, напрямую влияют на работающего человека. Для обеспечения оптимальных условий труда санитарные нормы [28] устанавливают на одного работающего объём производственного

помещения не менее 20 $м^3$ площадь помещения, огороженного стенами не менее 6 $м^2$.

С целью создания нормативных условий для персонала установлены нормы производственного микроклимата, оптимальные параметры которого приведены в таблице 4.2, а допустимые в таблице 4.3.

Таблица 4.2 – Оптимальные нормы параметров микроклимата в рабочей зоне производственных помещении

Период года	Категория работы	Температура, °С	Относительная влажность, %	Средняя скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Лёгкая, 1а	20 - 24	40 – 60	0,1
Тёплый	Лёгкая, 1а	20 - 24	40 - 60	0,1

Таблица 4.3 – Допустимые нормы параметров микроклимата в рабочей зоне производственных помещении

Период года	Категория работы	Температура, °С	Относительная влажность, %	Средняя скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Лёгкая, 1а	19 - 26	15 - 75	0,1
Тёплый	Лёгкая, 1а	20 - 29	15 - 75	0,1

Интенсивность теплового облучения работающих от открытых источников не должна превышать 100 $Вт/м^2$.

Таблица 4.4 – Допустимые нормы параметров микроклимата в рабочей зоне производственных помещении

Облучаемая поверхность тела, %	Интенсивность теплового облучения, $Вт/м^2$
50 и более	35
25 - 50	70
Не более 25	100

Требуемое состояние микроклимата рабочей зоны может быть обеспечено при использовании таких технических средств, как:

- защита от источников тепловых излучений для снижения температуры воздуха в помещении и теплового облучения работающих;
- устройств вентиляции и отопления [29];
- увлажнители воздуха с дистиллированной или кипяченой питьевой водой.

Задача вентиляции – обеспечение чистоты воздуха и заданных метеорологических условий в производственных помещениях. Вентиляция достигается удалением загрязнённого или нагретого воздуха из помещения и подачей в него свежего воздуха.

Целью отопления помещения является поддержание в них в холодное время года заданной температуры воздуха, а также обеспечить безопасность в отношении пожаров и взрывов.

4.1.5 Чрезмерное напряжение зрения и внимания, монотонность труда

Перенапряжение зрительных анализаторов связано с постоянной работой за компьютером. В результате выполнения одинаковых операций и наблюдением на экране потока данных одного характера могут проявиться следующие негативные состояния рабочего:

1. Монотония за счет информационной перегрузки одних и тех же нервных центров в результате поступления большого объема одинаковых сигналов при многократном повторении единообразных движений.

2. Монотония, вызываемая однообразием восприятия, из-за постоянства информации и недостатка новой информации.

Монотонность труда – выполнение одних и тех же операций в течение длительного промежутка времени. Вызывает утомление.

Утомление – процесс понижения работоспособности, временный упадок сил, возникающий при выполнении определенной физической или умственной работы. Различают:

1. Быстроразвивающееся утомление (первичное) – наступает в результате выполнения работы, для которой требуются значительные физические усилия или значительное напряжение.

2. Медленно развивающееся утомление (вторичное) – характеризуется постепенным снижением работоспособности в результате привычной, но чрезмерно длительной и монотонной работы.

Для предупреждения утомляемости:

1. оптимальная организация режима труда и отдыха;
2. рациональная организация трудового процесса;
3. эффективное обучение с целью быстрого овладения трудовыми навыками.

Гиподинамия – это нарушение функций организма при ограничении двигательной активности, снижении сил сопротивления мышц.

С целью снижения влияния монотонности руда и перенапряжения анализаторов следует выполнять гимнастические упражнения для поддержания работоспособности, проводить «зрительную гимнастику» и перерывы в работе.

При 8-часовой рабочей смене и работе на ПК регламентированные перерывы следует устанавливать:

- Для первой категории работ через 2 часа от начала смены и через 2 часа после обеденного перерыва продолжительностью 15 минут каждый.
- Для второй категории работ через 2 часа от начала смены и через 1,5-2 часа после обеденного перерыва продолжительностью 15 минут каждый или продолжительностью 10 минут через каждый час работы.
- Для второй категории работ через 2 часа от начала смены и через 1,5-2 часа после обеденного перерыва продолжительностью 20 минут каждый или продолжительностью 15 минут через каждый час работы.

Продолжительность непрерывной работы на ПК без регламентированного перерыва не должна превышать 2часа.

При работе на ПК в ночную смену продолжительность регламентированных перерывов увеличивается на 60 минут независимо от категории и вида трудовой деятельности.

4.2 Анализ выявленных опасных факторов производственной среды

4.2.1 Электрический ток и статическое электричество

Поражение электрическим током является опасным фактором, который может привести к смерти человека. Оно может быть вызвано неправильными действиями персонала при проведении работ. Электрический ток, проходя через тело человека способен вызвать ожоги в местах прикосновения к токоведущим частям, поражение внутренних органов, остановку сердца.

Вероятность поражения электрическим током можно снизить путем инструктирования персонала технике безопасности, правилам технической эксплуатации используемого оборудования, оказания первой помощи пострадавшему. Обязательно должно быть выполнено защитное заземление и зануление.

Токи статического электричества, наведенные в процессе работы компьютера на корпусах монитора, системного блока и клавиатуры, могут приводить к разрядам при прикосновении к этим элементам. Такие разряды опасности для человека не представляют, но могут вывести из строя компоненты компьютерной техники.

При работе с компьютерной техникой, в целях защиты его от статического электричества, необходимо: правильно выполнить заземляющее устройство, держать влажность на требуемом уровне, использовать антистатические коврики под рабочим местом и использовать антистатический браслет.

Рабочее место не оснащено специальными электроустановками и высоковольтной техникой, а значит, согласно [30], по степени опасности поражения людей электрическим током относится к помещениям без повышенной опасности, в которых отсутствуют условия, создающие повышенную или особую опасность. Однако, согласно допустимым параметрам, необходимо предусмотреть меры по защите от косвенного напряжения (из-за наличия компьютерной и вспомогательной техники, работающей от сети 220 В переменного напряжения). В таблице 3.5 представлены граничные значения напряжения, при пре-

вышении которых требуется выполнение защиты от косвенного прикосновения в зависимости от категории помещения.

Таблица 4.5 – Значения напряжения по категории для определения необходимости в защите от косвенного прикосновения

Категория помещения	Значения напряжения
Без повышенной опасности	> 50 В переменного напряжения
	> 120 В постоянного напряжения

4.2.2 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Одной из чрезвычайных ситуаций может быть пожар.

Пожарная безопасность – состояние объекта, при котором исключается возможность пожара, а в случае его возникновения предотвращается воздействие на людей опасных его факторов и обеспечивается защита материальных ценностей.

Противопожарная защита – это комплекс организационных и технических мероприятий, направленных на обеспечение безопасности людей, предотвращение пожара, ограничение его распространения, а также на создание условий для успешного тушения пожара.

Согласно [31], данное рабочее помещение, в связи с наличием горючих и трудногорючих веществ и материалов, но не относящихся к легковоспламеняющимся с температурой горения выше 28°С, относится к категории В3, по пожарной опасности. Горючими компонентами в помещении являются: строительные материалы для акустической и эстетической отделки помещений, перегородки, двери, мебель, полы, изоляция кабелей и др.

Источниками зажигания в ВЦ могут быть электрические схемы от ЭВМ, приборы, применяемые для технического обслуживания, устройства электропитания, кондиционирования воздуха, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов.

Пожарная безопасность обеспечивается системой предотвращения пожара и системой пожарной защиты. Во всех служебных помещениях обязательно должен быть «План эвакуации людей при пожаре», регламентирующий действия персонала в случае возникновения очага возгорания и указывающий места расположения пожарной техники. Также помещения должны быть оборудованы средствами пожаротушения и датчиками дыма. Основными средствами пожаротушения для помещений, оборудованных компьютером, являются огнетушители углекислотного типа.

4.2.3 Безопасность при чрезвычайных ситуациях антропогенного и природного характера

Чрезвычайными ситуациями антропогенного и природного характера называют обстоятельства, возникающие в результате природных стихийных бедствий, аварий и катастроф техногенного, экологического происхождения, военного, социального и политического характера, вызывающие резкое отклонение от нормы жизнедеятельности людей, экономики, социальной сферы и природной среды. Чрезвычайные ситуации отличаются масштабностью, охватывающие значительную территорию и угрожающие большому числу людей.

К основные причинам возникновения чрезвычайных ситуаций относят:

- Результат стихийных бедствий и особо опасных инфекций.
- Воздействие внешних природных факторов, приводящих к старению или коррозии металлов, конструкций, сооружений.
- Проектно-производственные дефекты сооружений.
- Воздействия технологических процессов промышленного производства на материалы сооружений.
- Нарушение правил эксплуатации, сооружений и технологических процессов.
- Нарушение правил техники безопасности при ведении работ и технологических процессов.

- Ошибки, связанные с системой отбора руководящих кадров, низким уровнем профессиональной подготовки рабочих и их некомпетентностью и безответственностью.

В рассматриваемой местности вероятность возникновения ЧС в результате природных действий очень мала, в связи со значительным отдалением от воды и отсутствием систематической сейсмической активности. Однако независимо от этого следует предусмотреть меры по обеспечению нормальной работы и эвакуации людей в безопасное место в случае возникновения ЧС.

Помещения должны быть оборудованы аварийным освещением, и подсвеченными табличками с надписью «выход». В идеале здание должно быть оборудовано резервным источником питания. Также необходимо оборудование помещений медицинскими аптечками и средствами первой помощи.

4.3 Экологическая безопасность

ПК плохо влияет не только на организм человека, но и на окружающую среду. При производстве компьютера используются такие материалы, которые на этапе переработки сырья оказывают пагубное влияние на экологию. Так же после окончания срока эксплуатации компьютерная техника и ее составляющие требуют специальной утилизации, что тоже плохо влияет на окружающую среду.

Очень опасным отходом являются отработанные энергосберегающие лампы. Ртуть относится к вредным веществам первой категории, и его неправильная утилизация сильно отравляет окружающую среду и находящихся рядом людей.

После утилизации отходы отправляются на переработку, металл отправляется на переплавку на предприятия черной и цветной металлургии. А те отходы, которые не подлежат переработке, отправляют на специальные полигоны для захоронения.

В настоящее время все больше возможностей для вторичного использования отработанных ресурсов, что весьма приветствуется, так как при этом сокращаются затраты на транспортировку и утилизацию отработанных материалов.

Использование канализации приводит к значительному загрязнению гидросферы, так как отведение сточных вод осуществляется на очистные сооружения, а далее, в водные объекты.

4.4 Правовые и организационные мероприятия обеспечения безопасности

Так как, что основное рабочее место инженера службы режимов располагается в производственном помещении, основная работа производится с использованием ПК, то необходимо придерживаться требований к рабочему месту при работе за ПК.

1. Помещения должны иметь естественное и искусственное освещение.
2. Площадь рабочего места должна составлять не менее 6 $м^2$, а объем комнаты – не менее 20 $м^2$.
3. Помещения с компьютерами должны оборудоваться системами отопления, кондиционирования воздуха или эффективной приточно-вытяжной вентиляцией.
4. Для внутренней отделки интерьера помещений с компьютерами должны использоваться диффузно-отражающие материалы с коэффициентом отражения для потолка – 0,7-0,8; для стен – 0,5-0,6; для пола – 0,3-0,5.
5. Поверхность пола в помещениях эксплуатации компьютеров должна быть ровной, без выбоин, нескользкой, удобной для очистки и влажной уборки, обладать антистатическими свойствами.
6. В помещении должны находиться аптечка первой медицинской помощи и углекислотный огнетушитель.

7. Рабочие места с ПК по отношению к световым проемам должны располагаться так, чтобы естественный свет падал сбоку, желательно слева.

Схемы размещения рабочих мест с ПК должны учитывать расстояния между рабочими столами и мониторами: расстояния между боковыми поверхностями мониторов не менее 1,2 м, а расстояние между экраном и монитора и тыльной частью другого монитора не менее 2,0 м.

Для обеспечения физиологически рациональной рабочей позы, создания условий для ее изменения в течение рабочего дня, применяются подъемно-поворотные рабочие стулья с сиденьем и спинкой, регулируемые по высоте и углу наклона.

Заключение по разделу 4

В данном разделе были рассмотрены вопросы охраны окружающей среды и охраны труда обуславливающего социальную ответственность энергетического комплекса предприятий. В разделе были выявлены вредные факторы – повышенный уровень шума и электромагнитного излучения, несоответствующий уровень освещения и несоответствующее состояние микроклимата; опасные – поражение электрическим током и возникновение пожара. Кроме того, были рассмотрены средства защиты от вредных и опасных факторов, учтены факторы защиты окружающей среды, так например, для обеспечения пожарной безопасности необходимо предусмотреть оборудование рабочих мест датчиками дыма, планом эвакуации и углекислотными огнетушителями. Для обеспечения нормальной работы и своевременной эвакуации людей в чрезвычайных ситуациях, необходимо оборудовать помещения подсвеченными табличками с надписью «выход», аварийным освещением, и медицинскими аптечками. Также в данном разделе были рассмотрены организационные вопросы обеспечения безопасности персонала при выполнении работ.

Заключение

В данной работе были исследованы установившиеся режимы системы электроснабжения района Томской энергосистемы.

В первом разделе работы был произведен анализ прикладных программных средств расчета режимов электрических сетей, а также рассмотрены мероприятия по снижению потерь мощности и электроэнергии. По результатам анализа было принято решение о выполнении расчета режимов в программном комплексе RastrWin. Исходя из описанных мероприятий по снижению потерь мощности и электроэнергии, было выяснено, что наиболее подходящими являются компенсация реактивной мощности и регулирование напряжения.

Во втором разделе работы было произведено моделирование режимов электрических сетей части Томской энергосистемы с помощью программы RastrWin. При помощи этой программы были рассчитаны режимы максимальных, минимальных нагрузок и послеаварийные. В режиме максимальных нагрузок потери мощности составили 4589,93 кВт, а потери электроэнергии составили 27048513,1кВт·ч, для снижения потерь мощности и электроэнергии было принято решение компенсации реактивной мощности с помощью шунтирующего реактора. Потери мощности и электроэнергии в режиме максимальных нагрузок с установленным шунтирующим реактором составили 3911,36 кВт и 23486699,14 кВт·ч, соответственно.

В третьем разделе была получена оценка научного уровня и произведено планирование научно-исследовательской работы. На выполнение исследования потребуется два исполнителя, которые выполнят всю работу за 77 рабочих дней. Также был произведён расчет затрат на проведение научного исследования, согласно которому на выполнение исследовательской работы потребуется 272440 рублей. Стоит отметить, что проведение исследования на базе помещения с компьютерами и предустановленным программным обеспечением, позволяет сэкономить порядка 160 тыс. рублей, что говорит об экономичности данного исследования.

В четвертом разделе данной работы были рассмотрены вопросы охраны окружающей среды и охраны труда. Также в разделе были выявлены вредные факторы, к которым относятся: повышенный уровень шума и электромагнитного излучения, несоответствующий уровень освещения и несоответствующее состояние микроклимата; опасные – поражение электрическим током и возникновение пожара. Кроме того, были рассмотрены средства защиты от вредных и опасных факторов, учтены факторы защиты окружающей среды. Для обеспечения нормальной работы и своевременной эвакуации людей в чрезвычайных ситуациях, необходимо оборудовать помещения подсвеченными табличками с надписью «выход», аварийным освещением, и медицинскими аптечками. Также в разделе были рассмотрены организационные вопросы обеспечения безопасности персонала при выполнении работ.

Список используемых источников

1. Непша, Ф.С. Сравнение функциональных возможностей существующих программных средств расчета и анализа электрических режимов / Ф.С. Непша, Г.В. Отдельнова, О.А. Савинкина // Вестник Кузбасского государственного технического университета. – 2013. – №2. – С. 116–118.
2. Холмский В.Г. Расчёт и оптимизация режимов электрических сетей: Учеб. Пособие для вузов. М., «Высшая школа» , 1975. – 280 с. ил.
3. Маркович И.М Режимы энергетических систем.– М.: Энергия, 1969. – 372с.
4. Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии: учебное пособие/ А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – 3-е изд., перераб. – Москва: КНОРУС, 2012. – 648 с. – (Для бакалавров).
5. Системный Оператор Единой Энергетической Системы [Электронный ресурс].- Режим доступа: http://www.so-ups.ru, свободный. – Загл. с экрана.
6. Россети [Электронный ресурс]. - Режим доступа: http://www.rosseti.ru , свободный. – Загл. с экрана.
7. Программные комплексы RastrWin, Bars, Lincor, Rustab, RastrKZ, RastrMDP [Электронный ресурс]. - Режим доступа: http://www.rastrwin.ru, свободный. – Загл. с экрана.
8. Справочные материалы и документации пользователя ПВК «Mustang».
9. Eurostag and associated products [Электронный ресурс].- Режим доступа: http://www.eurostag.be, свободный. – Загл. с экрана.
10. Диалоговый Автоматизированный Комплекс Анализа Режимов DAKAR [Электронный ресурс].- Режим доступа: http://www.dakar.eleks.com свободный. – Загл. с экрана.
11. Научно-Технический Центр Единой энергетической Системы [Электронный ресурс].- Режим доступа: http://www.ntcees.ru, свободный. – Загл. с экрана.

12. Siemens [Электронный ресурс]. - Режим доступа: http://www.energy.siemens.com, свободный. – Загл. с экрана.
13. DigSILENT [Электронный ресурс].- Режим доступа: http://www.digsilent.de, свободный. – Загл. с экрана.
14. Институт энергетических систем [Электронный ресурс].- Режим доступа: http://www.enersys.ru свободный. – Загл. с экрана.
15. Программно-вычислительный комплекс АНАРЭС [Электронный ресурс].- Режим доступа: http://www.anares.ru, свободный. – Загл. с экрана.
16. Справочник по проектированию электрических сетей под редакцией Д.А. Файбисовича – М: Издательство ЭНАС, 2006 – 320с.
17. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
18. ПАО «Томская распределительная компания» [Электронный ресурс].- Режим доступа: http://www.trk.tom.ru, свободный. – Загл. с экрана.
19. Схема и программа развития электроэнергетики Томской области на период 2016-2020 годы. – Новосибирск: 2015. –166 с.
20. Приказ Министерства энергетики РФ от 25 декабря 2015 г. № 1024 «Об утверждении нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по единой национальной (общероссийской) электрической сети, осуществляемой ПАО «ФСК ЕЭС» с использованием объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих ПАО «ФСК ЕЭС» на праве собственности или ином законном основании на 2016 год».
21. Кузьмина Е.А, Кузьмин А.М. Функционально-стоимостный анализ. Экскурс в историю. "Методы менеджмента качества" №7 2002 г.
22. Попова С.Н. Управление проектами. Часть I: учебное пособие / С.Н. Попова; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 121 с.

23. Методические указания по выполнению экономического раздела ВКР для студентов энергетических специальностей всех форм обучения. – Томск: Изд-во ТПУ, 2012. – 60 с.
24. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая редакция), утверждено Министерство экономики РФ, Министерство финансов РФ № ВК 477 от 21.06.1999 г. [Электронный ресурс]. - Режим доступа . - http://www.cfin.ru, свободный. – Загл. с экрана.
25. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы (с изменениями от 25 апреля 2007 г.).
26. СП.52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение.
27. ГОСТ Р50923-96. Дисплеи. Рабочее место оператора. Общие эргономические требования и требования к производственной среде. Методы измерения.
28. ГОСТ 12.1.005 - 88. Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования. Издательство стандартов , 1988. 75 с.
29. СНиП 41-01-2003. Отопление, вентиляция и кондиционирование.
30. Правила устройства электроустановок. Издание 7. Издательство НЦ ЭНАС № 1999. 2000 г.
31. НПБ 105-03. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
32. Положение о выпускных квалификационных работах бакалавра, специалиста и магистра в ТПУ. Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – 56 с.